



**ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN  
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN MBA  
TRABAJO DE GRADO**

**UNA DESCRIPCIÓN DE LOS CARGOS REGULADOS EN LAS  
TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA VIGENTES EN COLOMBIA EN  
2012**

**Carlos Ignacio Trillos González**

gerencia@odempa.com.co

**Resumen**

En el presente trabajo de investigación se presentan nociones básicas que facilitan no solo entender la energía eléctrica como una mercancía de propiedades uniformes, sino también dimensionar la infraestructura e insumos requeridos para conformar una red que permita prestar el servicio de energía eléctrica en forma satisfactoria y sostenible, así como la justificación del papel que desempeñan los diferentes actores que participan en el proceso. A continuación una exposición de conceptos pertinentes sobre costos y precios, competencia y monopolio seguida por las opciones metodológicas empleadas para fijar la remuneración de las empresas que asumen el riesgo de inversión en equipos y la operación y mantenimiento de los mismos y de paso el precio unitario del producto que entregan. El regulador debe perseguir un equilibrio entre los intereses de las partes afectadas considerando que el esquema de tarifas acogido acarrea consecuencias políticas, tecnológicas, económicas, financieras y sociales que no siempre son fácilmente aceptadas. Posteriormente se pretende resumir la extensa regulación aplicada en Colombia y que está contenida principalmente en resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Por último se revisan indicadores financieros de empresas del sector

eléctrico colombiano comparados con los de otros sectores así como una comparación de tarifas entre diversas regiones de Colombia y entre Colombia y otros países.

## **Palabras clave**

Tarifas de electricidad, regulación de precios, CREG, competencia, monopolio

## **Abstract**

In this paper basic concepts are presented initially in order to help not only to the understanding of the electricity as a commodity of uniform properties, but also to size of the infrastructure and the inputs required to conform a network that will provide the electricity service in a satisfactory and sustainable way and the justification of the role of the different actors involved in the process. Then an exposition of concepts about costs and prices, competition and monopoly followed by the methodological options used to fix the remuneration of companies that take the risk on equipment investment and its operation and maintenance and incidentally the unitary price for the supplied product. The regulator should pursue a balance between the interests of the concerned parties whereas the tariff scheme has political, technological, economical, financial and social consequences that are not always easily accepted. Later there is an attempt to present an overview of the extensive regulation applied in Colombia that is mainly contained in the Regulatory Commission of Energy and Gas (CREG) legislation. Finally corporate financial indicators for Colombian electricity sector are reviewed and compared against other sectors and also a comparison of rates between different regions of Colombia and between Colombia and other countries.

## **Keywords**

Electricity tariffs, price regulation, CREG, competition, monopoly

## **1 Introducción**

El servicio de energía eléctrica en Colombia es uno de los varios sectores con tarifas reguladas por el Estado, y para un amplio grupo de usuarios el criterio para fijarlas no es claro, a pesar de pagar religiosamente la factura mensual por el servicio. La ubicación geográfica del usuario determina la empresa con quien contratará el servicio, sin posibilidad de alternativas. Toda la tarifa o, en el mejor de los casos, un porcentaje muy alto de esta, no es negociable, y en algunos usuarios hay un sentimiento de resignación ante el costo, por la certeza del traumatismo que significaría no contar con este servicio en forma continua y en la cantidad

demandada. La pregunta obvia es: ¿qué es lo que se está cobrando en la cuenta de energía y por qué? Este trabajo se limita específicamente a presentar información con la intención de que un lector que no esté familiarizado con el tema encuentre elementos para formarse una idea clara a medida que se van desarrollando temas como la naturaleza del bien suministrado, la infraestructura asociada a la prestación del servicio, los principios económicos en juego y las metodologías desarrolladas en el mundo, hasta llegar a un resumen de las reglas aplicadas en nuestro país. Como complemento al final, se presentan algunas cifras financieras de empresas del sector eléctrico en contraste con las de otros sectores de la economía, y se comparan las tarifas locales con las de otros países.

## **2 Insumos e infraestructura asociados al servicio de energía eléctrica**

### **2.1 La energía eléctrica como una mercancía**

Los dispositivos alimentados con energía eléctrica son útiles cuando la convierten en otras formas convenientes de energía, tales como luz, ondas de sonido, movimiento mecánico o calor, por mencionar algunas. Es un recurso con disponibilidad inmediata, “limpio”, versátil y perfectamente adaptado a las tecnologías que se sirven de ella. Cuando se emplea electricidad, hay un gasto energético que se podrá expresar en la unidad kilovatio-hora (kWh) o en sus múltiplos. Toda instalación que la emplee tiene asociado un contador que acumula el consumo de kWh del usuario para su facturación periódica, a partir de la asignación de un valor monetario a cada unidad. También es posible referirse a la tasa de gasto de esa energía en un tiempo dado, empleando el término potencia en unidades de kilovatios (kW). En algunos casos, se factura la disponibilidad del sistema para entregar un determinado nivel de potencia instantánea.

La energía eléctrica consumida no se genera espontáneamente en los cables a los que se conectan los dispositivos. Se requiere inevitablemente que alguna fuente de energía natural (petróleo, gas, carbón, corrientes de agua, viento, sol o calor geotérmico entre otros) se convierta en energía eléctrica mediante alguna tecnología en instalaciones que llamamos centrales de generación, ubicadas, o bien en los sitios donde se encuentra el recurso energético (como sería por ejemplo la caída de un río, yacimientos mineros o zonas volcánicas),

requiriendo transporte de la energía eléctrica hasta los centros urbanos o industriales donde se demanda energía, o bien cerca a estos últimos, en cuyo caso es el combustible el que debe ser transportado hasta la central (oleoductos, gasoductos o vehículos). La disponibilidad de recursos, la infraestructura y la conveniencia técnica, ambiental, logística, económica y política determinarán qué tecnologías se emplearán para mayor eficiencia o menor inversión y, de paso, dónde se ubicarán los centros de generación. El espectro de las centrales abarca, desde instalaciones a gran escala en sitios remotos donde abunda un recurso, hasta generadores minúsculos en los centros de carga.

La energía eléctrica como tal no se puede almacenar en cantidades significativas. En las centrales de generación, los dispositivos de conversión se complementan con alguna forma de acumulación de energía primaria, como sería: un embalse con agua, un tanque con combustible o un patio con una pila de carbón mineral. Asociado a esto se debe establecer una cadena de suministro local o global que asegure la continuidad del flujo del insumo. Algunas formas de energía, como por ejemplo la eólica y la solar, no pueden ser acumuladas, y están sujetas a las variaciones meteorológicas y estacionales. La capacidad de las centrales de generación siempre debe superar tanto el consumo energético en el largo plazo como el pico máximo de potencia demandado cada día, con un margen que cubra las indisponibilidades por fallas o mantenimiento. Para cada fuente primaria, hay un grado de evolución tecnológica que le permite mayor o menor eficiencia en la conversión a energía eléctrica, costos y disponibilidad variable de dicha fuente, así como niveles diversos de impacto ambiental, por lo que se puede llegar a cuestionar la percepción de que la energía eléctrica es siempre una forma limpia de energía.

En conclusión, el consumo de energía eléctrica se traduce en gasto de alguna otra forma de energía y en el establecimiento de una red de transporte de energía, o en su forma primaria, o en electricidad, desde la generación hasta el consumidor. Las soluciones de abastecimiento que se planteen y la estructura de costos están asociadas a factores políticos, tecnológicos, ambientales, geográficos y de disponibilidad de recursos y tecnología.

## **2.2 Una definición de red desde la economía**

La necesidad de establecer una conexión entre una fuente de energía y el consumidor lleva al concepto de red, la que puede describirse, o desde una perspectiva meramente tecnológica, o acoger una visión desde la economía, que brinda algunos elementos adicionales de interés.

Una red se define como un conjunto de componentes diferenciados como nodos y enlaces (Economides, 1996). Los nodos son puntos de conexión donde se controla la dirección del flujo de bienes o servicios que circulan por la red o en los que estos ingresan o salen de la red. Las conexiones entre los nodos son los enlaces, y ellos soportan el flujo de acuerdo con sus características y capacidad. Estos enlaces pueden ser: o bidireccionales (como carreteras y telecomunicaciones), o unidireccionales (como emisoras). Para que los nodos y enlaces se puedan combinar entre sí y producir algún resultado deben ser compatibles y complementarios, para que la interacción entre ellos genere nuevos bienes o servicios con algún sentido económico.

Combinando lo anterior con el concepto de energía eléctrica como una mercancía, en algunos nodos dispersos geográficamente se inyecta energía eléctrica (centrales de generación); en otros, con diferente patrón de distribución geográfica, se consume energía (cargas), y otros son simplemente necesarios para controlar y direccionar el sentido de los flujos de energía. Los enlaces son conexiones físicas con conductores u otros dispositivos apropiados entre los nodos, por las cuales fluye la energía, desde las fuentes hasta las cargas, en forma de electricidad. Esta es la red de transmisión y distribución.

En las redes multidireccionales, la adición de nuevos elementos genera un mayor valor al producto que circula por la red, pues multiplica las interacciones posibles, como, por ejemplo, en las redes multimodales de transporte o en las de telecomunicaciones. En el otro extremo, la red eléctrica tradicional es una red unidireccional, pues el flujo de energía siempre va desde los productores hacia los consumidores. Como consecuencia, los beneficios no son necesariamente proporcionales al número de usuarios conectados. Para el usuario es

aparentemente indiferente estar conectado a un generador casero o a una inmensa red, siempre que tenga el servicio disponible sin diferencia en costo.

Otro aspecto relevante es tanto la monofuncionalidad como la multifuncionalidad de la red. Cuando la complementariedad entre enlaces y nodos es muy fuerte (como en el caso de la red eléctrica) las redes son muy específicas, o monofuncionales, en cuanto a los servicios que pueden prestar. La consecuencia más obvia en electricidad es que el producto entregado es una única mercancía. En el caso contrario, con complementariedades débiles, se pueden introducir productos o servicios diferentes (como la red de carreteras, que sirve para transportar mercancías o pasajeros en diversas modalidades y prioridades), en una red multifuncional en la que la inversión sirve a varios propósitos, lo cual genera mayor valor económico, reduce las inversiones no recuperables (costos hundidos) y diversifica el riesgo. Esto permite que se pueda operar más fácilmente bajo condiciones de mercado.

En la red eléctrica el bien económico “electricidad” es el resultado de un trabajo coordinado entre productores, transportadores, distribuidores y comercializadores, para llevar el producto hasta el consumidor. La red eléctrica se caracteriza por tener complementariedades unidireccionales, pues la energía fluye en dirección vertical, desde los productores hasta los consumidores. Estas complementariedades se asocian a mercados concentrados con altas inversiones y pocos proveedores, en donde estos gozan de control estratégico (los actores dependen de sus enlaces complementarios) y de fuertes incentivos para la integración vertical y horizontal. Todo esto puede considerarse como fallas del mercado.

Hoy por hoy, hay progresos tecnológicos que pueden hacer que el concepto de red eléctrica unidireccional sea revisado. La producción puede descentralizarse, pues la tecnología, que evoluciona permanentemente, ha logrado permitir que plantas de generación pequeñas (proyectos de cogeneración, generación distribuida, energía eólica o fotovoltaica) lleguen a ser competitivas contra grandes centrales. Los flujos por enlaces específicos de la red pueden controlarse mediante tecnologías como la denominada Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna (en inglés *FACTS*), que permiten individualizar servicios específicos. Se puede introducir multifuncionalidad en las redes usándolas para más de un propósito, como

son los enlaces de telecomunicaciones (por ejemplo fibra óptica) para transmisión de voz o señales. Hoy es posible controlar algunas cargas, para aprovechar mejores tarifas o aplicar tecnologías eficientes o formas novedosas de almacenamiento de energía. Igualmente, se pueden aprovechar otras formas primarias de energía, para no tener que realizar el proceso de conversión en electricidad, para luego reconvertirla en otra manifestación de esta.

Algunas redes exhiben lo que se denomina externalidad positiva de consumo, o externalidad de red, cuando el valor de la unidad del bien se incrementa hasta cierto punto con el número de unidades vendidas, en una modificación a la curva de demanda inversa tradicional, tal como ocurre en las redes de telecomunicaciones. Las externalidades en las redes ocurren cuando la disponibilidad a pagar de un consumidor depende de la cantidad de usuarios de la red, y su efecto puede llegar a ser tan fuerte como para llevar a un monopolista a facilitar el ingreso de competidores, e incluso subsidiarlos. Este no es el caso de una red eléctrica, pues el consumidor no percibe un beneficio directamente relacionado al número de otros agentes conectados a la red. A él no le preocupa el tamaño de la red, siempre y cuando el servicio y el precio estén asegurados. En el presente, con los dispositivos tradicionales, el tamaño de la red sí importa en relación a la seguridad y al costo, pero esta es una externalidad indirecta que podría alterarse con innovaciones tecnológicas que ya están en desarrollo.

En las redes eléctricas tradicionales, el despacho técnico, la confiabilidad, la seguridad y el flujo continuo de energía se perciben como un bien común que no es presa de rivalidades y que no es asignable individualmente.

### **2.3 La conexión a la red eléctrica**

Cuando un usuario enciende cualquier dispositivo conectado a la red eléctrica, probablemente no se percata (o no le importa) que entre a interactuar con un sistema dinámico extremadamente complejo, en lo técnico, y extenso, en lo geográfico, que se ajusta segundo a segundo, para conservar el equilibrio entre las entradas y las salidas. El flujo de energía por los enlaces y nodos responde a leyes de la física (siempre buscan el camino de menor resistencia), y no a la voluntad de acuerdos entre quienes intercambian unidades de energía. El producto

transado es una mercancía (*commodity*) perfecta, pues quien toma energía de una red con múltiples generadores no puede identificar ni está interesado en su origen. Los flujos se acomodan según donde se inyecte o se consuma la energía a la red. Los equipos, independientemente de su propietario, prestan servicio a múltiples consumidores. Solo en contadas ocasiones se pueden señalar equipos que prestan servicio a un único usuario. Por esta misma razón, no es fácil identificar los beneficios económicos que la red presta a un usuario en particular.

## **2.4 La generación**

La generación está sometida a una compleja regulación para crear condiciones de mercado competitivo, en el que los productores establezcan contratos de suministro pactados libremente. Es un tema extenso y complejo, y en este documento solo se puede hacer una breve mención. La aptitud de las redes eléctricas para el transporte confiable de grandes bloques de energía a grandes distancias permite producir energía eléctrica en las centrales de generación más económicas, disponibles según el momento del día, los ciclos económicos y la estacionalidad climática. Igualmente, desarrollar proyectos a gran escala alejados de los centros de demanda. Esta ha sido una de las razones primordiales para interconectar redes regionales o nacionales. En estaciones de lluvia, las centrales hidroeléctricas aprovechan la energía de los caudales incrementados; pero en estaciones secas las centrales basadas en combustibles deben aportar una mayor cantidad de energía a la red. Todo apunta a incrementar el uso del recurso más barato del momento. Algunas zonas son abundantes en recursos, de modo que justifican construir proyectos de gran escala; pero otras concentran la demanda, así que es igualmente justificable instalar la infraestructura necesaria para transportar los volúmenes de energía requeridos.

Las decisiones para garantizar la cantidad suficiente de plantas de generación de un país se deben tomar con años de anticipación y considerar variables económicas, demográficas, políticas y técnicas. El consumo de energía varía a lo largo del día, con algunas horas de máxima demanda de potencia, que implica contar con suficientes dispositivos de generación que solo se emplean en esos momentos. La suma de potencia máxima disponible de todos los



dispositivos es un parámetro importante de la red, y debe tener un margen por encima de la demanda, para evitar situaciones de racionamiento por potencia, aun en ausencia de algunos de ellos. Según el tiempo que dure esa demanda de potencia, se consume más o menos recurso energético primario. Las plantas tienen una cantidad finita de energía firme a su disposición, que pueden comprometer en contratos de largo plazo. En algunos casos, pueden contar con excedentes o déficits puntuales, que pueden entrar a negociar en mercados de corto plazo. Los generadores ofrecen su energía a diferentes precios, y quienes operan el mercado aplican metodologías de asignación horaria buscando el mínimo costo, al tiempo que garantice que no se agoten indebidamente los más económicos.

Colombia contaba a finales de 2010 con 41 agentes de generación capaces de generar 14,4 millones de kW. De acuerdo con la empresa XM, el recurso energético de mayor empleo en 2010 fue el hidráulico con 67% del consumo, siguiendo el gas natural con 20%, el carbón con 6% y otros con 7% (Ministerio de Minas y Energía, UPME y ASOCODIS, 2011).

Los costos de generación incluyen el del capital invertido, el costo del insumo energético base de la generación, el mantenimiento y las regalías a las regiones.

## **2.5 La red de transmisión**

Se denomina red de transmisión a las conexiones, o entre centrales de generación remotas y grandes centros de carga, o entre redes regionales aisladas. La componen típicamente unidades constructivas con uso específico, como líneas (estructuras, aisladores y cables) y subestaciones donde hay módulos de línea (interruptores y equipos de medida), módulos de transformación (para intercambiar energía entre diferentes voltajes de operación), módulos de compensación (para regular algunas variables con exceso o déficit), edificios de mando (donde están los equipos que miden y controlan la red, y así dar órdenes de conectar o desconectar equipos) y los equipos de telecomunicación. En nuestro país, la red de transmisión opera a voltajes de 220.000 y 500.000 voltios, y las líneas conectan puntos distantes entre decenas y centenares de kilómetros. Típicamente se habla de transportar cientos de megavatios (MW), o miles de kW, por cada circuito.

El diseño, selección, construcción, operación y mantenimiento de los equipos debe apuntar a que estos presten su servicio prácticamente sin interrupciones (correcta especificación, calidad de compra y prácticas de mantenimiento) y a que los usuarios no sufran cortes, aun en caso de que algún equipo se desconecte por cualquier causa (topología de la red, redundancia y consideración de restricciones), o en condiciones extremas de demanda de energía o transporte de energía entre zonas distantes. Esto se denomina confiabilidad.

Los planificadores de la red de transmisión consideran la construcción de infraestructura adicional (nodos y enlaces) cuando encuentran que el valor presente durante la vida útil de los beneficios agregados para todos los usuarios es mayor que los costos durante el mismo período (relación mayor que 1,0). Ante un abanico de proyectos disponibles que cumplan estas características, el objetivo es definir la combinación de proyectos individuales que arroje la mayor diferencia entre los beneficios y los costos.

Esta red tiene una definición clara de sus fronteras, y se instalan contadores de energía en todas ellas, para así dar cuenta de los flujos de energía entrante y saliente, a fin de liquidar correctamente al momento de cobrar el uso de la infraestructura. Para esta facturación, en Colombia se adoptó el concepto *uninodal*, que significa asumir como si todos los actores estuvieran conectados al mismo nodo, sin importar su ubicación geográfica. En la realidad, prestar el servicio en cada nodo cuesta diferente, dependiendo de su ubicación y de lo que esté ocurriendo en el resto de la red. Tratar de modelar esto es complejo, pero en los mercados más desarrollados se introduce esta variable con el fin de dar una señal de optimización para la ubicación geográfica de los recursos. En algunos casos, la red de transmisión no es capaz de soportar el transporte de suficiente energía hasta ciertos puntos, y se hace necesario generar con plantas más costosas, que no habrían sido utilizadas en el despacho óptimo.

En Colombia, la red de transmisión se denomina Sistema de Transmisión Nacional (STN), y se ha definido que cubija los equipos que operen a 220.000 voltios o más. Se extiende desde Nariño, en la frontera con Ecuador, hasta la Guajira, en la frontera con Venezuela, cubriendo buena parte de la zona andina, la costa caribe y el piedemonte llanero. Con estos dos países hay líneas de conexión en operación, que cruzan las fronteras. La CREG establece que la

empresa que posea activos en esta red se debe constituir en un Transmisor Nacional (TN). A 2011, la infraestructura del STN la conformaban 11.654 km de líneas, a 220.000 voltios: 65% de ISA, 13% de Transelca (propiedad de ISA), 12% de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), 7% de Empresas Públicas de Medellín (EPM) y el 3% restante de otros 6 TN, y 2.646 km de líneas operando a 500.000 voltios (99,7% propiedad de ISA). Se reportan 11 subestaciones con equipos a 500.000 voltios y 75 subestaciones a 220.000 voltios.

Los costos de transmisión se originan en las inversiones en infraestructura, mantenimiento y operación, pérdidas de energía, restricciones de la red, y se reducen con los subsidios e incentivos que pueda percibir el operador.

## **2.6 La red de distribución**

A partir de las subestaciones del STN, las conexiones la ejecutan los Sistemas de Transmisión Regional (STR), que son redes en esencia equivalentes al STN, que operan equipos en un rango de voltajes menor, que se denomina *nivel 4* (desde 57.500 voltios hasta menos de 220.000 voltios). El más utilizado en nuestro país es el nivel de 115.000 voltios. Pueden incluirse equipos a 220.000 voltios en los nodos fronterizos con el STN. Estas redes regionales típicamente transportan cargas que son del orden de decenas de MW, por unas decenas de kilómetros, ya sea entre subestaciones dentro de grandes urbes o entre poblaciones intermedias, o atendiendo varias poblaciones pequeñas o a usuarios industriales importantes. Casi todas tuvieron su origen en electrificadoras departamentales o empresas municipales que operaban aisladas.

La complejidad, configuración, operación y criterios de diseño de los equipos de los STR es muy similar a la de los del STN, así que aquí también se habla de líneas, subestaciones con módulos de línea, transformación y compensación, edificios de mando y equipos de comunicación. La Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME) reporta para 2010 que los STR tenían 9.910 km en líneas al nivel de tensión 4. Comparado con el STN, son muchos más los enlaces de menor longitud. Las fronteras de los STR son los puntos de conexión con el

STN, las subestaciones donde entregan a los Sistemas de Distribución Local (SDL) en los diferentes niveles de tensión y en algunos casos, a usuarios industriales importantes.

Los SDL transportan la energía eléctrica desde las fronteras de los STN o STR hasta el punto de conexión física a las instalaciones del consumidor final. Aunque se realiza empleando conductores eléctricos, las estructuras, diseño, disposición, costo y mantenimiento son marcadamente diferentes a los descritos como STN o STR. Cuando los equipos operan en el rango de 34.500 voltios, se hace referencia al nivel 3; en el de 11.400 voltios o 13.200 voltios, al nivel de tensión 2, y en tensiones menores a mil voltios, se habla de nivel de tensión 1. En niveles de tensión 2 y 3 se transporta energía del orden de megavatios en distancias de pocas decenas de kilómetros alimentando barrios, industrias, municipios pequeños o usuarios rurales. Al nivel de tensión 1 los enlaces entregan la energía eléctrica al grueso de usuarios residenciales y comerciales a un voltaje apropiado para ser utilizado sin transformación adicional. Normalmente están asociados los familiares transformadores de distribución ubicados en casi todas las cuadras y los usuarios usualmente están a decenas o excepcionalmente a centenas de metros de algún dispositivo de este tipo.

La UPME reporta que en 2010 los SDL tenían 14.594 km de líneas al nivel de tensión 3, 165.450 km al nivel de tensión 2 y 255.181 km al nivel de tensión 1. En cuanto a transformadores de distribución, la cifra superaba 438.000 unidades.

Los costos de distribución también pueden ser descritos en términos de costos de infraestructura, mantenimiento y operación y pérdidas menos subsidios e incentivos, pero anotando que estas redes abarcan una enorme diversidad de usuarios (rurales o urbanos, concentrados o dispersos geográficamente, de estratos y niveles de consumo diferentes, configuraciones modificables de la red), que significan un rango de costos tan amplio que, si se aplicaran las innumerables tarifas, sería un problema socialmente inaceptable, y por eso es un imperativo distribuir de alguna forma el costo total entre todos los usuarios.

### **3 El mercado y los monopolios**

#### **3.1 Los costos y precios**

Para entregar una cantidad dada de bienes o servicios, todo productor carga con unos costos fijos (constantes dentro de un rango próximo a esta cantidad entregada) sumados a unos costos variables, que guardan una proporción directa al número de unidades (López, 2009). El costo promedio es, simplemente, el costo total dividido entre el número de unidades fabricadas. El costo marginal es el costo de entregar una unidad adicional en estas condiciones, y no debe confundirse con el costo promedio.

Si los costos fijos son relativamente pequeños, la curva de costo medio variable se ubicará muy cerca de la curva de costo promedio total; pero, si los costos fijos son altos, el costo medio variable será muy inferior al costo promedio total en un rango amplio de producción. En una red eléctrica bien diseñada los costos variables solo representan el 20% del costo promedio.

#### **3.2 El mercado competitivo**

El modelo del mercado competitivo es aquel en el que ninguno de los agentes (productor o comprador) de un bien homogéneo es lo suficientemente grande como para afectar o controlar los precios por su propia cuenta (Varian, 2010). Se puede anotar que, por esta condición, el ingreso marginal que se obtiene al vender una unidad más es una suma fija e igual al precio. Un número elevado de productores con una pequeña participación individual los torna en tomadores del dato de precio que establece el mercado, y, sea lo que sea que produzcan, solo lo pueden vender en ese valor.

Para determinar cuál es el punto óptimo de operación, primero se puede razonar que, ante un precio (igual al ingreso marginal) fijo que paga el mercado, se podrá añadir algo al beneficio entregando unidades adicionales mientras el costo marginal sea inferior al precio (si el costo marginal es creciente). Cuando costo marginal y precio se igualan, ya no tiene sentido para la empresa entregar más unidades, y habrá alcanzado el punto de máximo beneficio con su estructura de costos. En un mercado competitivo eficiente, los precios de venta deben tender

hacia los costos marginales. Es necesario anotar que, si los costos fijos del negocio exceden las utilidades acumuladas, al operar en el punto de máximo beneficio el negocio no será viable. Esto es equivalente a decir que, si el costo promedio (no el marginal) es mayor que el precio de venta, la empresa no es viable.

### **3.3 El monopolio**

El modelo de monopolio puro es el de un mercado de un solo vendedor y muchos compradores, que no pueden expresar sus preferencias eligiendo entre diversas opciones. El productor puede determinar el precio en sintonía con la curva inversa de demanda.

Para maximizar beneficios el costo marginal debe ser igual al ingreso marginal, tal como se presentó en la situación de mercado competitivo, pero con una diferencia fundamental: como el monopolista sigue la curva de demanda inversa, si trata de vender más unidades, el precio de todas será menor (asumiendo que el monopolio es de un solo precio para todos). En el sentido inverso, también se cumple que: restringiendo la oferta, obtendrá precios más altos. Con el ingreso marginal ya no fijo e igual al precio sino variable la intersección de su curva con la del costo marginal donde el beneficio es máximo, se encuentra en un punto con menos unidades y un precio más alto que aquel en el cual el precio iguala al costo marginal (de nuevo, si el costo marginal es creciente) como ocurre en el mercado competitivo.

Las situaciones de monopolio son ineficientes económicamente, así que, comúnmente, son intervenidas por esquemas de regulación, con la intención de replicar el comportamiento de un mercado competitivo.

### **3.4 El monopolio natural**

A primera vista, regular un monopolio eliminando la ineficiencia es simple, pues basta con fijar un precio igual al costo marginal, tal y como ocurre en el mercado competitivo. El inconveniente es que, como se mencionó previamente, si los costos fijos son elevados respecto a los variables, incluso el punto de coincidencia del costo marginal y el precio son solo una fracción del costo promedio, y la empresa no es viable.

En estos casos, el regulador debe entrar a investigar cuál es el costo promedio real de la empresa y fijar tarifas que lo cubran. No es un problema sencillo o libre de controversia. Una solución tradicional al problema es que el Estado opere la empresa a un precio igual al costo marginal y subsidie los costos fijos, aportando a ellos, pero sin reflejarlo en las tarifas. Estos subsidios pueden representar ineficiencia y otros riesgos, por falta de real escrutinio público de las finanzas gubernamentales.

Otra fuente de origen de los monopolios naturales es la referente a la mínima escala eficiente de producción (DiLorenzo, 1996). Una situación que da cabida a la participación de muchas empresas es cuando la escala de producción es pequeña con respecto a la demanda del mercado, lo cual les permite operar con viabilidad, y en ese caso se mantiene un mercado competitivo. Pero, cuando el nivel mínimo de producción requerido para que uno de los actores opere eficientemente es comparable con el mercado total (por tecnología, tamaño del mercado o inversiones), este se convierte en un monopolista, al desplazar a los otros productores. El punto es que, en teoría, un único productor es capaz de producir toda la demanda del mercado a un costo menor que dos o más productores. El monopolio también puede originarse por una firma pionera en el mercado, que asegura una posición que desalienta a otros a entrar en la industria.

Una posición divergente (Künneke, 1999) ante la concesión de franquicias a los monopolios naturales sostiene que la producción a gran escala es benéfica y no tiene que llevar necesariamente al establecimiento de monopolios, asumiendo que la competencia excesiva es perjudicial para el mercado, creando mecanismos de protección a unas pocas empresas, estatales o privadas, en perjuicio de los consumidores, usualmente al declarar la industria como un servicio público. Uno de los argumentos más esgrimidos es el costo de duplicar la infraestructura.

## **4 Los mecanismos de regulación del monopolio**

### **4.1 Los principios de la regulación**

La actividad de regulación es un ejemplo del problema entre el ente principal (el regulador) y el agente (las compañías). El principal desea que el agente actúe de acuerdo con el interés del público, y para tal fin establece incentivos, pero usualmente carece de suficiente información sobre costos y demanda reales, llevando a que el esfuerzo de la compañía no sea observable por el regulador. Para complicar las cosas, el regulador debe atender simultáneamente varios principios y entenderlos cabalmente, para su correcta aplicación (Pérez-Arriaga & Smeers, 2003):

- Sostenibilidad del sistema, pues la empresa regulada debe tener garantizada la recuperación completa de las inversiones y los costos de operación.
- Igualdad, o no discriminación, significando con esto que el mismo uso de la red debe arrojar tarifas iguales, sin que estas se recarguen indebidamente en un grupo reducido de consumidores.
- Eficiencia económica, pudiendo interpretarse esta de dos formas: o productiva, arrojando el menor costo posible para un estándar de servicio establecido, o de asignación, con la emisión de señales económicas para un consumo eficiente del recurso en el corto y largo plazo.
- Enviar las señales adecuadas para determinar la ubicación más ventajosa en el tiempo y el espacio de generación, transporte y centros de consumo.
- Transparencia, que exige metodología, criterios y procedimientos para establecer las tarifas de dominio público.
- Estabilidad, que implica una baja incertidumbre regulatoria para el inversionista, y donde todos los cambios deben ser adaptaciones graduales concertadas.
- Simplicidad de la metodología y su ejecución.
- Adición, entendiéndola como que la tarifa debe reflejar la suma de todos los costos aplicables.
- Universalidad, o libre acceso para todos.



- Protección de consumidores de bajos ingresos, también interpretado como que sea políticamente aplicable.
- Protección del medio ambiente.

Tratar de aplicar todos los principios en toda su extensión lleva a conflictos entre ellos, así que es necesario establecer prioridades y alcanzar acuerdos razonables sobre cómo proceder según el contexto en el que se impone la regulación. En el contexto tradicional, con monopolios integrados vertical y horizontalmente, la sostenibilidad era el principal objetivo, por no decir que el único. Hoy, con la desagregación de los agentes, cobran relevancia los otros principios.

Finalmente, el reto del regulador es la correcta y equitativa estimación del ingreso requeridos para sostener el sistema (generadores) y su asignación entre los usuarios (consumidores).

## **4.2 Regulación de la tasa de retorno**

El método de regulación por tasa de retorno (por costos o *rate of return – ROR*), calcula las tarifas considerando los costos de la empresa regulada (Liston, 1993). La tarifa debe cubrir costos operativos y costos de capital (incluyendo la rentabilidad del inversionista). No es requisito que los precios se asignen eficientemente, sino que cubran los costos totales.

Históricamente, es el mecanismo de regulación más aplicado en las redes de servicios públicos, pues permite al regulador en una forma relativamente simple controlar los precios de los monopolios, al controlar sus utilidades. Normalmente es atractiva para el inversionista por la reducción de riesgo, pues, sin importar variaciones en la demanda, el sistema garantiza el ingreso.

Se critica este mecanismo, porque si la tasa de remuneración para el capital supera el costo real de capital, la empresa regulada tiende a emplear cantidades excesivas de este para aumentar sus beneficios, superando el que se hubiera empleado en otras condiciones (efecto Averch-Johnson, o A-J). Si una empresa regulada actúa simultáneamente en mercados regulados y mercados competitivos, se pueden dar subsidios cruzados, favoreciendo los precios del mercado competitivo a costa del mercado regulado.

Si la situación se invierte, la empresa regulada opta por no producir, y el regulador no genera un incentivo de alto poder sobre el inversionista.

El regulador debe establecer qué activos son remunerados con el ingreso regulado. En los momentos de transición de modelo se pueden aceptar todos los activos existentes. Desde ese momento, debe existir algún mecanismo de planeación y aprobación de expansiones que busque la eficiencia económica racional y mecanismos de remuneración de los nuevos proyectos, para controlar el exceso de capital. No es fácil establecer la pertinencia y eficiencia de cada activo presentado.

El cálculo del ingreso sobre la inversión, en esencia, se reduce a la aplicación de una fórmula financiera de anualidades sobre un capital inicial, una tasa de descuento reconocida y un tiempo de vida útil. La negociación se centra en la estimación de estos tres parámetros. La estimación del capital puede estar basada, o en el costo financiero, o en el de reposición, y esto significa una gran diferencia.

A la compañía se le solicita reportar sus costos de operación y mantenimiento. Si en un caso extremo se le reconocen incluyéndolos completamente en la tarifa, no hay absolutamente ningún incentivo para operar eficientemente. Si, por el contrario, el reconocimiento es arbitrariamente bajo, hay riesgo de viabilidad. Los parámetros se pueden contrastar con industrias similares, es decir, entre pares, si hay varias reguladas simultáneamente, o con una compañía modelo ideal. Puede haber compañías con excelentes desempeños, pero con altos costos, como en el caso de áreas escasamente pobladas o de compañías que enmascaran un pobre desempeño con bajos costos, gracias a operar en áreas densamente pobladas.

A mayor valor de los activos que se incluyan en los cálculos de precio, mayor es el ingreso de la compañía. Una decisión clave es si se deprecian o no estos activos, y este es uno de los puntos donde la compañía tiene una ventaja de información sobre el regulador, ya que a lo sumo puede adelantar auditorías al respecto con ingeniería especializada. Para la compañía puede ser ventajoso sobreinstalar infraestructura en el costo plazo o no incentivar el uso de tecnologías eficientes.

La recomendación es que los activos se valoren al precio de reposición (no al precio histórico con depreciaciones), porque refleja el costo económico real del activo involucrado en el negocio. El problema es que lleva a precios significativamente altos, pues no se deprecian los activos en esta base. Esto muchas veces significa que en una privatización el gobierno puede obtener un mayor precio por la compañía, a costa de incrementar las tarifas a los usuarios, ya que los inversionistas pagarán más por el ingreso que representan estos activos, así estén depreciados. También se puede usar como base de activos el valor pagado por estos, pero esto puede llevar a arbitrariedad en las valoraciones.

#### **4.3 Regulación por precios tope**

En la práctica, el mecanismo de precios tope (*price cap*, o *RPI-X*) regula más el ajuste de las tarifas que un precio determinado, en sí mismo. El precio tope inicial se establece a partir de una canasta de insumos o servicios y posteriormente se reajusta a una tasa basada en un índice de precios de precios de referencia, como el índice de precios al consumidor, (*retail price index*, o *RPI*) en el Reino Unido, menos un porcentaje *X* de reducción de la tarifa en términos reales, con la intención de que parte del incremento de productividad se traslade al consumidor. La compañía regulada tiene libertad de fijación de precios por debajo de ese tope. Es, claramente, un método de incentivos.

La selección de los topes iniciales puede ser un problema. Si son muy bajos, no se atrae capital y la calidad de servicio se deteriora. Si hay incertidumbre, el regulador no tiene otra opción que establecer los topes a niveles ineficientemente altos pero seguros.

El reajuste asociado a índice de precios general ignora los ciclos de costos de la industria en particular, ya que toda industria tiene una dinámica cíclica de costos que no necesariamente fluctúa en sincronía con el RPI, creando distorsiones acumulativas que solo serían corregidas calculando un índice específico de la industria. Los precios se basan en una canasta de precios que sirven como referencia, y a cada uno se le da un peso dentro del precio final del producto o servicio. En principio es muy simple, pero lleva a una estructura rígida y con riesgo de ser

ineficiente. Esta regulación está asociada a la privatización a partir del proceso de British Telecom, en 1984.

El sistema pretende incentivar la eficiencia y la innovación, pues cualquier reducción de costos beneficia directamente a la empresa. Para el regulador simplifica su tarea, ya que solo debe negociar y calcular el índice de reajuste sin entrar en detalle de inventarios y tasas de retorno, aunque adolece de tendencia al deterioro en la calidad del servicio regulado, porque el ahorro de costos por reducción de la calidad del servicio es un camino más fácil que la mejora de eficiencia por productividad. El regulador debe establecer y verificar unos estándares mínimos, lo que genera una carga administrativa significativa. Las medidas punitivas pueden ser, o publicar los desempeños comparativos de varias compañías (cuando el usuario tiene opción de elegir proveedor), o compensar consumidores afectados o asociar el incremento permitido al nivel de calidad.

Si hay una asimetría informativa marcada especialmente en cuanto a variación de costos, el regulador puede establecer incrementos tan altos que cualquier factor de reducción  $X$  es insuficiente para lograr una transferencia de beneficio al consumidor. Dado que los ingresos regulados publicados de las compañías no son explícitos en información, el entorno es más discreto y propenso a la captura regulatoria. Salvo obligación contractual, el inversionista buscará evitar la atención de usuarios de alto costo o bajos ingresos.

A pesar de estas dificultades, la regulación por precios tope se vislumbra apropiada cuando se pretende facilitar el ingreso de competencia en un mercado específico, mientras que la metodología de regulación del ingreso es incompatible con este propósito. En ocasiones, una política de ingresos regulados trata de mimetizarse como una regulación por precios tope. Una empresa bajo este tipo de regulación tendrá muy poco incentivo para bajar sus tarifas por debajo del tope, si no hay entrada de competidores. Si el monopolio natural se mantiene, la alternativa de precios tope no será muy diferente a la de ingreso regulado, y bajo estas condiciones ninguna es superior a la otra. Si se dan cambios tecnológicos en la red y evoluciona lejos del monopolio natural (como el caso de las telecomunicaciones inalámbricas)

y las tarifas remuneran adecuadamente el ingreso, se dará la entrada de competidores no regulados actuando en condiciones de mercado y llevando los precios a estas condiciones.

#### **4.4 Otros métodos**

También se puede hablar del método por criterio de comparación (*yardstick*), basado en la observación de costos en empresas similares tecnológicamente. Para garantizar transparencia, no debe existir, ni colusión<sup>1</sup>, ni integración horizontal. En teoría, todas las compañías en las mismas condiciones de operación deben alcanzar el mismo nivel de costos, y los precios se pueden establecer a partir de ese punto. El inconveniente es que, en las redes eléctricas como monopolio natural, tradicionalmente solo opera un oferente en cada área de concesión, y cada una tienen sus particularidades, así que no se puede decir que son completamente iguales, y estas variaciones deben ser tenidas en cuenta.

Otra opción es basar la regulación en una empresa modelo eficiente que, por supuesto, es ficticia, que solo utilizaría los activos estrictamente necesarios para prestar el servicio eficientemente.

Una variación más específica para las redes eléctricas es tratar de asignar precios nodales con criterios complementarios al enfoque de regulación. Esto tiene en cuenta la ubicación geográfica y la configuración de la red, para llevar energía hasta ese punto. Se pretende dar señales a los usuarios de ubicación, para aprovechar las mejores tarifas y optimizar la inversión en redes. Pueden desarrollarse modelos, o a partir de la congestión de los enlaces de la red (que operen dentro de sus parámetros de diseño), o por las pérdidas que se causen o eviten en el proceso de transporte, al inyectar o retirar energía en un nodo específico.

#### **4.5 Los riesgos en la regulación**

Las decisiones del regulador pueden ser manipuladas, lo que las aleja del objetivo fundamental (Bortolussi, 2011). Pueden ser afectadas por oportunismo político, aprovechando que, en el

---

<sup>1</sup> Pacto ilícito en daño de tercero (Real Academia Española, 2002)

caso de la electricidad, la empresa regulada incurre en costos irreversibles que le impiden desinvertir sin altas pérdidas económicas. Un gobierno con intereses políticos de corto plazo puede imponer una renegociación de tarifas, del plan de inversiones, el régimen tributario o las regalías, afectando la credibilidad y la rentabilidad, y de paso comprometiendo las decisiones de inversión a largo plazo.

También se puede hablar de captura regulatoria cuando en forma explícita o implícita se incurra en colusión entre el Estado y la empresa regulada, para ocultar información a la sociedad. Las empresas se hacen al control de la agenda de trabajo del organismo de regulación, para evitar “sorpresas” o generar regulación favorable que arroje mayor rentabilidad para sus operaciones.

Todos los esquemas regulatorios adolecen, en mayor o menor grado, de asimetría informativa, pues el inversionista regulado no comparte con el Estado sus costos y estrategias corporativas reales, haciendo pública una limitada cantidad de información. El fin es generar beneficios adicionales a la empresa regulada, sin que el regulador se percate.

## **5 Las etapas de liberalización de las redes**

Iniciando en la década de 1980, se ha presentado una tendencia global hacia la liberalización y la privatización de la industria eléctrica. El patrón de los cambios inicia con una reforma a la legislación que permita introducir nuevos modelos de regulación, la implantación de estos modelos, el inicio de operación de los primeros generadores independientes (GI), la reestructuración del sector y su privatización para alcanzar, finalmente, la competencia de los actores.

Se presenta a continuación una clasificación propuesta (Nagayama, 2009) en un estudio sobre los efectos que las reformas regulatorias a la industria eléctrica tienen en los precios de la electricidad, en los países en desarrollo.

El modelo tradicional es el monopolio integrado verticalmente, donde una empresa de servicios públicos estatal ejecuta todas las actividades de generación, transmisión y

distribución, sin que se presente ningún escenario de competencia; a lo sumo, unos acuerdos de compra de potencia (*power purchase agreement – PPA*) entre esta empresa y algún generador independiente. A 2007, este modelo continuaba vigente en Suiza, Sudáfrica, Hong Kong, Vietnam, Laos, Nepal, Cuba, Haití, Paraguay, Uruguay, Costa Rica, Jamaica, Eslovaquia, Albania, Bulgaria, Serbia y Montenegro.

La transición inicia creando un mercado con un “único comprador”, donde la competencia se restringe a la generación que participa en licitaciones, para proveer al único comprador que controla la transmisión, distribución y comercialización. A 2007, este modelo estaba vigente en Corea, China, Indonesia, Tailandia, Malasia, Bangladesh, Pakistán, Laos, Camboya, Honduras, Jamaica, México, Perú, Venezuela, Kazajstán, Croacia, Armenia, Hungría y Georgia.

En la etapa siguiente, se introduce la competencia para la venta de energía mayorista. Las empresas generadoras entran a competir en la venta de energía a comercializadores (que atienden los usuarios regulados) o a grandes consumidores (usuarios no regulados). Se requiere de un operador de mercado mayorista, para regular y liquidar estas transacciones cubiertas tanto por contratos de largo plazo como de corto plazo, en una bolsa para la formación de precios de mínimo costo, mediante subastas. Este modelo se aplica en la India, Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, República Dominicana, Ecuador, Guatemala, Nicaragua, Panamá, Chile, Ucrania, Letonia, Rusia y Polonia.

La etapa más desarrollada a la que se ha llegado es el mercado con competencia tanto en mercado mayorista como en la comercialización. El consumidor, sin importar su tamaño, puede seleccionar su proveedor diferente a la compañía de distribución tradicional. A 2007, ya se aplicaba en Japón, Australia, Estados Unidos, Austria, Bélgica, Italia, Irlanda, Países Bajos, España, Reino Unido, Nueva Zelanda, Canadá, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Luxemburgo, Noruega, Portugal, Suecia, Singapur, Filipinas, Turquía, El Salvador, Rumania, República Checa, Estonia, Moldavia, Eslovenia y Lituania.

## **6 El proceso en Colombia y Latinoamérica**

La estructura actual del esquema de regulación de la energía eléctrica en Colombia tiene su origen en cambios radicales ocurridos a principios de la década de 1990 (Dussan, 1996). Como muchos otros países de Latinoamérica y el Caribe, entre los años sesenta y ochenta, inmediatamente anteriores a esta, el modelo estatal monopolístico con planeación centralizada había sido la regla. En todos los países, el sector presentaba altas tasas de crecimiento de demanda y penetración, demandando la construcción de grandes proyectos y la asignación de partidas presupuestales estatales significativas. En los años ochenta, la crisis económica generalizada expuso las debilidades del sistema: interferencia política en las decisiones gerenciales de las empresas estatales, debilidad de la regulación y falta de independencia de la política regulatoria, amplios subsidios estatales y falta de incentivos para obtener niveles de eficiencia competitivos; esto sumado a la inflación y la devaluación, que generó incrementos sustanciales de la deuda pública y llevó a la búsqueda de financiación privada para el sector. Chile fue el primero en los años ochenta, y a principios de los noventa lo siguieron Argentina, Perú y Colombia. Las reformas apuntaban a introducir la competencia como herramienta de mejora de la eficiencia y a permitir la conformación de un mercado estructurado, con separación de los monopolios integrados vertical y horizontalmente. Igualmente, a incentivar al capital privado para que participara en la inversión, como instrumentos de mejora de eficiencia, garantizándoles un marco regulatorio apropiado y un entorno de riesgo adecuado al nivel de inversión requerido. La legislación definió los entes de regulación autónomos y los mecanismos para el control de precios y del mercado.

El mecanismo de regulación de precios debía asumir costos de rehabilitación de redes descuidadas, inversiones poco rentables en áreas rurales y de bajos ingresos, existencia de tarifas subsidiadas, mercados con tamaño limitado y niveles de crecimiento de demanda difíciles de predecir. Bajo estas circunstancias, los mecanismos de precios tope y regulación de utilidad eran difíciles de aplicar exitosamente, como en los países desarrollados, así que se optó por mecanismos de ingreso regulado y costos de referencia.



En Colombia, el proceso se acompañó con las reformas constitucionales y la apertura económica, pero la coyuntura política decisiva favorable se presentó en 1992, por un racionamiento severo que desnudó las debilidades y deficiencias del sistema de aprovisionamiento de energía eléctrica (Pombo, 2001). Las electrificadoras eran insolventes, el sector estaba sobrendudado y la generación térmica de respaldo de un sistema predominantemente hidráulico no estaba en condiciones operativas. La planeación y financiación estaban concentradas en el gobierno central, con la empresa Interconexión Eléctrica S. A. (ISA) como responsable de ejecutar los grandes proyectos de generación y transmisión. Actuaban simultáneamente instituciones de orden nacional, departamental y municipal con intereses políticos y económicos particulares y divergentes. A nivel nacional, jugaban papel importante en las decisiones: el Ministerio de Minas y Energía (MME), el Departamento Nacional de Planeación (DNP), la Junta Nacional de Tarifas (JNT) y la Financiera Eléctrica Nacional (FEN). La estructura tarifaria impuesta por la JNT generó subsidios cruzados sustanciales entre diferentes tipos de usuarios, sin que se pudieran corregir las distorsiones tarifarias existentes. Se favorecía especialmente al sector residencial, y se establecían pensando en la distribución de ingresos y no con base en costos marginales o en criterios de eficiencia.

El sistema regulatorio implantado se fundamentó en el modelo aplicado en Gran Bretaña. Esta reforma también creó el Mercado de Energía Mayorista (MEM), que facilita las transacciones de energía eléctrica como un bien homogéneo en el que se negocian y liquidan contratos de largo plazo y ofertas diarias en la Bolsa.

## **7 Las reglas específicas de la regulación en Colombia**

### **7.1 La legislación y los organismos de regulación**

La Constitución de 1991 consagra los principios que se desarrollan en la Ley 142 de 1994 o de servicios públicos domiciliarios (Senado de la República, 1994) y en la Ley 143 de 1994 o eléctrica (Senado de la República, 1994). La primera, estableció criterios generales y políticas que rigen la prestación de los servicios públicos con el Estado, conservando la función de la regulación, por medio de la comisiones de regulación y, en particular, de la Comisión de

Regulación de Energía y Gas (CREG), y de la vigilancia y control (con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD). La segunda, reafirmó la posibilidad de participación privada en el sector, creó un mercado mayorista de electricidad y definió algunos elementos, tales como que la industria se dividía en cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización, o que los segmentos de generación y comercialización serían competitivos, mientras que la transmisión y distribución se definieron como monopolios sujetos a regulación. También impuso límites a la integración vertical de las empresas nuevas y existentes y a su participación en el mercado.

El Ministerio de Minas y Energía ejerce el rol de dirección del sector, la Unidad de Planeación Minero Energética decide la expansión, el Consejo Nacional de Operación (CNO) opera la red y XM opera el mercado. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación tienen influencia en las decisiones de la CREG.

## **7.2 La fórmula tarifaria**

La tarifa máxima que el comercializador puede cobrar al usuario según la resolución CREG 119 de 2007 es la suma de dos componentes: uno fijo (en \$/factura), que a la fecha mantiene un valor cero, y uno variable (en \$/kWh), que, al multiplicarse por el consumo en kWh que registre el contador, da el valor a cobrar (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2007). El componente variable cambia con el nivel de tensión, el mes y el comercializador.

El componente variable, a su vez, es la suma de otros, según el sector que se remunera. Cada uno de los componentes equivale a:

- Valor G: la energía adquirida a los generadores.
- Valor T: el uso de las redes de transmisión nacional,
- Valor D: el uso de las redes de transmisión regional y de distribución.
- Valor C: el que se les reconoce a los comercializadores, por su función de intermediación en cobro y recaudo.
- Valor PR: el que se les reconoce a los comercializadores por las pérdidas que se presentan en la red.

- Valor R: se carga cuando, por condiciones técnicas, hay restricciones que obligan a generar con unidades más costosas que la del despacho óptimo.

Queda entonces el valor de cada kWh como la suma de G, T, D, C, PR y R.

### **7.3 El cargo por generación: G**

Los comercializadores negocian con los generadores la energía que necesitan para atender sus usuarios en el mercado de energía mayorista. La regulación y dinámica de este mercado es bastante compleja, por lo que está bastante más allá del alcance de este trabajo. Basta con mencionar que las transacciones pueden ser: o de corto plazo (bolsa de energía, o *spot*), con ofertas y disponibilidad diarias, o de largo plazo, basadas en contratos que brindan cobertura contra la volatilidad del mercado de corto plazo. Este mercado es administrado por XM, filial de ISA, y las transacciones son liquidadas por el administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC). Como las plantas de generación en Colombia son predominantemente hidráulicas, los precios de bolsa son volátiles y sujetos a la estacionalidad climática y a las posiciones asumidas por los generadores.

Cada comercializador decide su grado de exposición modificando las proporciones de compra a largo plazo contra las de bolsa, y lo usual es que suscriban contratos bilaterales con uno o dos años de anticipación, mediante convocatoria pública, para una porción significativa de sus necesidades. Para eliminar algunas inequidades de este mecanismo por competencia desleal, abuso de posición o volatilidad de precios, está planteada una figura obligatoria de un mercado organizado (MOR), donde hay un comprador único (XM) para la demanda regulada, pero aún no ha sido implantada.

El cargo por generación G (en \$/kWh) se deriva del precio de la porción de energía adquirida en contratos de largo plazo y la porción adquirida en bolsa, con unos ajustes para suavizar la volatilidad de esta última, conservando reglas que se remontan a la regulación vigente en 1997.

#### **7.4 El cargo por uso del sistema de transmisión: T**

El modelo de ingreso de las empresas que participan en el sistema de transmisión nacional (STN) es el de ingreso regulado según la resolución CREG 011 de 2009 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2009). Consiste, básicamente, en estimar una anualidad a partir del capital invertido, la vida útil y una tasa reconocida, añadiendo a esto ingresos por otros conceptos.

El paso inicial es asignar a cada tipo de activo un costo unitario, para lo cual un consultor determinó los componentes mínimos a precios en fábrica y un multiplicador (entre 1,8 y 3,1) por todos los gastos necesarios para ponerlos en servicio. La información fue suministrada por ISA, a partir de los últimos contratos y ofertas (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2006). Siempre se habla del valor de equipos nuevos con última tecnología, aun a sabiendas de que en algunos casos se están cubriendo elementos con menores especificaciones, que operarán así hasta su eventual reposición. Se asigna también una vida útil (entre 10 y 40 años, según el equipo), sin que la reposición sea forzosa al cumplir este tiempo en servicio.

Seguidamente, la CREG aprueba el inventario de activos a remunerar, considerando si son compartidos con otros transmisores o si fueron aportados por el Estado, ya que en este caso no se remuneran como inversión, pero sí sus gastos de operación y mantenimiento.

Para cada activo se calcula una anualidad, con una simple fórmula financiera, con entradas del costo unitario, vida útil y tasa reconocida. La suma de todas las anualidades es el costo anual que debe ser reconocido al transmisor, por concepto de capital. La tasa reconocida en la resolución CREG 083 de 2008 es el 11,5% anual antes de impuestos (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2008), y el regulador la calcula bajo la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (CPPC, o WACC, por su nombre en inglés).

El regulador estima que la inversión adicional en activos que no estarían en el inventario de elementos de la red (como por ejemplo edificios administrativos, vehículos, o talleres) se reconoce incrementando en 5% el costo anual mencionado en este aparte.

La suma de los costos unitarios de todos los activos del inventario arroja el costo de reposición total de cada empresa. El costo de administración, operación y mantenimiento de los activos es un porcentaje de este valor, y se fija partiendo de los datos históricos de gastos incurridos por las empresas, con este fin, dentro de un rango límite establecido por el regulador. Para ISA y TRANSELCA, las mayores empresas de transmisión, el porcentaje reconocido es del orden de 3,1% del costo de reposición local. Para otras empresas este mismo factor se ubica entre 2,1% y 4,4%.

Por los terrenos que ocupan las subestaciones, se reconoce anualmente el 5,69% del avalúo catastral, y si se evidencian costos por derechos de servidumbre (indemnización a propietarios por los que cruce una línea de transmisión), se suman al valor a reconocer.

Si acaso el transmisor explota los activos remunerados en actividades distintas a la transmisión de energía eléctrica, el 33% de los ingresos declarados como generados de esta forma se descuentan del valor a reconocer.

El ingreso regulado reconocido a cada transmisor es entonces la suma del costo anual de los activos (incluyendo otros activos), más el de administración, operación y mantenimiento, más el de los terrenos y las servidumbres, menos los otros ingresos.

Los proyectos nuevos deben ser primero incluidos por la UPME, en el *plan de expansión de transmisión de referencia*. El paso siguiente es una convocatoria, con proponentes compitiendo por recibir la menor anualidad durante 25 años, que cubra todos los costos. A partir del momento en que el proyecto cumpla 26 años de servicio, pasa a ser remunerado con la misma metodología de los activos existentes.

La calidad del servicio permite un número máximo de horas anuales con equipos fuera de servicio, ya que si estas son excedidas, se convierten en una compensación económica que se descuenta del ingreso reconocido según la afectación causada. Se excluyen indisponibilidades por atentados (el ingreso se reconoce hasta por 6 meses), por trabajos de expansión, por instrucciones del Centro Nacional de Despacho (CND) y por catástrofes naturales.

A los transmisores les garantiza entonces un ingreso “fijo” por los activos existentes, más los proyectos nuevos adjudicados en convocatoria, menos las compensaciones por indisponibilidad. También se restan los ingresos por “conexiones profundas” (un concepto aplicado a ciertos proyectos que se construyen por solicitud de un usuario particular) y los eventuales ingresos por pago de pólizas de cumplimiento. Las resoluciones CREG 104 a 112 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2010) fijaron los valores e ingresos reconocidos de los transmisores, luego de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 011 de 2009.

El cargo T por uso del sistema de transmisión, que aparece en la factura en \$/kWh, se obtiene sumando todos los ingresos “fijos” en pesos mencionados y dividiéndolos por la suma de la energía consumida por todos los comercializadores (en kWh) convertidas al nivel de tensión de 220 kV.

## **7.5 El cargo por distribución: D**

En distribución se habla de operadores de red de los sistemas de transmisión regional (STR) y de los sistemas de distribución local (SDL). Para los STR (nivel de tensión 4) la remuneración es por ingreso regulado (*revenue cap*), mientras que para los SDL (niveles de tensión 1, 2 y 3) la remuneración es, al menos en principio, por metodología de precio máximo (*price cap*). Las disposiciones que definen este cargo están contenidas en la Resolución CREG 097 de 2008 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2008).

Para los niveles de tensión 2, 3 y 4, se aplica una metodología prácticamente igual a la aplicada a los activos del STN: un inventario de activos aprobado a un costo reconocido (con los mismos criterios de si son compartidos o aportados por el Estado) y una vida útil, junto con una tasa de retorno que según la resolución CREG 093 de 2008 es de 13,0% anual antes de impuestos (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2008). Con estos parámetros, se calcula una anualidad para cada activo con una fórmula financiera, y la suma de anualidades es el costo anual reconocido por capital a la empresa. Para cubrir el costo de activos no eléctricos, el total encontrado se incrementa en 4,1%. Los terrenos de las

subestaciones también se incluyen, reconociendo el 6,9% del avalúo catastral de las áreas reconocidas. Los gastos de administración, operación y mantenimiento se reconocen como un porcentaje del costo de reposición total, y abarca un rango entre 2,1% y 5,2%, con un valor medio de 2,8% (Ministerio de Minas y Energía, UPME y ASOCODIS, 2011). La indisponibilidad de equipos que excedan un límite de horas es penalizada con una compensación que se descuenta al ingreso.

Si una empresa identifica un proyecto nuevo, lo presenta a la UPME acompañado de un estudio de alternativas y su evaluación económica y, si cumple con los criterios de expansión, se incluye en el inventario remunerado. Si es la UPME quien identifica el proyecto, se le informa al operador de red de la zona, para que lo ejecute como propio; pero, si no está interesado, se abre un proceso de libre concurrencia que se adjudica al que ofrezca las mejores condiciones por una remuneración que cubra todos los costos. Estos proyectos por convocatoria no se incluyen en el inventario. Algunos proyectos son necesarios, aun con costos superiores al promedio, pero sin alternativa mejor, por lo que la UPME incrementa la remuneración para lograr que la relación beneficio/costo sea igual o superior a uno (1).

El regulador determinó que el costo final estaría formado en un 10% con la metodología presentada, pero mantendría un 90% de lo definido en la resolución 082 de 1997 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1997), que no es muy diferente, excepto por algunos parámetros como la tasa de remuneración (superior hasta en 3,06%).

En resumen, en el nivel 4 de tensión se suman: el costo de capital más el de administración, operación y mantenimiento, más el de terrenos, más el de activos no eléctricos, más las convocatorias, menos las penalizaciones por calidad de todos los operadores, y el total se divide por la demanda total de los comercializadores referida al nivel de 220 kV, para obtener el cargo por distribución D (en \$/kWh) aplicado en la facturación.

En los niveles de tensión 3 y 2 se calcula el ingreso similar al nivel 4, solo que el resultado ya no es un ingreso regulado, sino un cargo “máximo” (en \$/kWh) aplicable por la comercializadora.

En el nivel de tensión 1, la cantidad, dispersión y variedad de configuraciones empleadas dificultan un inventario preciso, así que la estimación del costo de los activos se fundamenta en promedios estadísticos (verificados por la CREG con criterio de 95% de confiabilidad), tomando como unidad de muestra el transformador de distribución, estableciendo las inversiones medias en este equipo y en la red que lo conecta con los usuarios y discriminando el estrato socioeconómico, pues afecta la inversión. Igual que en los otros niveles de tensión, se calcula una anualidad para la inversión, con una tasa de retorno fijada en 13,9% antes de impuestos por la resolución CREG 093 de 2008 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2008) y una vida útil según el activo en consideración. Nuevamente, la suma de todas las anualidades es el ingreso máximo del propietario de la red. A este ingreso por inversión se suman los gastos por administración, operación y mantenimiento, como un porcentaje de costo de reposición de los activos. La mala calidad del servicio se establece como un índice a partir de la energía dejada de suministrar, llegando a compensar al denominado usuario peor servido si se supera el límite permitido. Si, por el contrario, el índice demuestra una mejora, se puede aplicar un incremento general, que podría llegar a ser hasta del 10% del cargo por distribución.

## **7.6 El cargo por pérdidas: PR**

Ninguna tecnología es 100% eficiente, y en las redes y equipos hay pérdidas de energía que son inevitables, y es posible estimarlas con modelos de simulación en los niveles de tensión 4, 3 y 2. El resultado es un porcentaje de pérdidas técnicas a reconocer. La estimación debe derivarse de información detallada, pero la regulación acepta resultados a partir de la mejor información posible. Si no hay nada de que partir, se reconoce un valor del 0,5% menos que el operador con más bajas pérdidas.

En el nivel de tensión 1, se reconoce la suma tanto de pérdidas técnicas como no técnicas, siendo las últimas originadas en robo (sin conocimiento del operador), fraude (con su conocimiento) o mala administración (no cobrada). El índice atribuible a pérdidas técnicas se establece a partir de simulaciones estadísticas (método de Montecarlo), y si no se presentan datos, se reconoce un valor inferior en 1% al más bajo de todos los calculados. En 2009, la



CREG publicó las resoluciones 100 a la 124 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2009), estableciendo los cargos máximos para la mayoría de transmisores regionales y distribuidores, y de paso fijó las pérdidas reconocidas. En el nivel de tensión 4, se estableció en 0,91% para el interior y 0,99% para la costa atlántica. En el nivel de tensión 3, abarca entre el 0,98% y el 3,47%, con una mediana de 1,69%. Para el nivel de tensión 2, abarca entre el 0,51% y el 2,96%, con una mediana de 1,37%. Para el nivel de tensión 1, abarca entre 7,33% y 10,99%, con una mediana de 9,27%. Se reportan unas pérdidas globales en transmisión regional y distribución (Ministerio de Minas y Energía, UPME y ASOCODIS, 2011), del orden del 17% en 2008 y 2009. Esto es alto, comparado con Estados Unidos y Europa Occidental, donde la pérdidas en toda la red están entre el 6% y el 8%; comparable con Brasil, con 17%, y mucho mejor que en la India, con 23%, o Haití, con 58% (World Bank, 2012).

A partir de la Resolución CREG 172 de 2011, se formalizó la metodología de reconocimiento de las inversiones en reducción de pérdidas no técnicas, basada en el cálculo de anualidades multiplicado por el capital invertido en los programas, con una tasa de 13,0% anual aplicada a los sistemas de distribución. Gradualmente se han comenzado a asignar nuevos porcentajes de pérdidas, reconocidas a algunos operadores, sin que se observe una variación muy significativa (EPM pasó de 10,52% a 10,41%, y CODENSA, de 10,07% a 9,60%).

## **7.7 El cargo por restricciones: R**

Las restricciones se presentan cuando es necesario modificar la asignación de los generadores, causando un sobrecosto operativo por la puesta en servicio de centrales más costosas que las señaladas por el despacho óptimo. Las causas de la restricción pueden ser: límites técnicos de equipos (sobrecarga), indisponibilidad o estabilidad de tensión, frecuencia o electromecánica. Sobre este tema existe una regulación particular relacionada con condiciones operativas del sistema.

El administrador del sistema de intercambios (ASIC) determina cuánto de este sobrecosto en pesos se le asigna a cada comercializador, y se divide por las ventas en kWh de este, a usuarios regulados y no regulados, obteniendo así los costos asociados con restricciones y

servicios asociados con generación del componente R en \$/kWh que se incluye en la fórmula tarifaria.

## **7.8 El cargo por comercialización: C**

La Resolución CREG 119 de 2007 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2007) definió el cargo por comercialización C como la suma de un componente fijo (en pesos) por factura, al que en ese momento se le asignó un valor cero, que no se ha modificado hasta el presente ya que la sola mención de un cargo fijo en servicios públicos genera aversión en el público, los políticos y los medios de comunicación—, y de un componente variable (en \$/kWh), que se entiende como un margen de comercialización.

El componente variable está integrado por un costo de comercialización (en \$/kWh), más la suma de las contribuciones mensuales a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), los costos del Centro Nacional de Despacho (CND), los del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y de las garantías del mercado mayorista, divididos todos por las ventas totales (en kWh) a usuarios regulados y no regulados.

El costo de comercialización se establece de acuerdo con la Resolución CREG 031 de 1997 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1997). Primero, se fija un costo base de comercialización eficiente (en \$/factura) para cada comercializador, con una metodología denominada “análisis envolvente de datos”. En ella se depuran todos los costos, luego se relacionan estos con variables como facturas/km de red, número de facturas y planta de personal, y se llega a un valor que debe ser eficiente si se compara con otros comercializadores. A continuación, se incluye un margen del 15%, que cubre riesgos y capital invertido. Según el número de usuarios, hay un ingreso garantizado para el comercializador. El carácter variable se da tomando este valor y dividiéndolo por consumo medio de cada factura (kWh/factura) del comercializador, para obtener un costo (en \$/kWh).

## 8 Algunas cifras del sector eléctrico colombiano

En diciembre de 2011, el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y ASOCODIS publicaron un completo informe sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia (Ministerio de Minas y Energía, UPME y ASOCODIS, 2011). Según este informe, la evolución de la utilidad y el margen neto de 24 empresas de distribución en el período entre los años 2000 y 2010 fue el presentado en la tabla 1.

**Tabla 1**

**Resultados financieros de 24 comercializadoras y distribuidoras de energía eléctrica entre 2000 y 2010**  
en miles de millones de COP\$ constantes de diciembre de 2010

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ingresos totales	7.878	9.975	10.516	10.869	12.224	12.343	12.139	13.118	13.938	15.691	15.801
Utilidad neta	-393	-321	-589	-542	1.044	1.041	1.166	1.955	2.238	2.747	2.358
Margen neto (%)	-5,0%	-3,2%	-5,6%	-5,0%	8,5%	8,4%	9,6%	14,9%	16,1%	17,5%	14,9%
EBITDA	-92	230	99	960	1.763	1.995	2.008	2.479	3.136	3.458	3.710
Margen EBITDA (%)	-1,2%	2,3%	0,9%	8,8%	14,4%	16,2%	16,5%	18,9%	22,5%	22,0%	23,5%
Activos	35.671	38.793	34.895	34.749	34.868	33.584	34.270	35.972	37.144	41.446	43.753
ROA %	-1,1%	-0,8%	-1,7%	-1,6%	3,0%	3,1%	3,4%	5,4%	6,0%	6,6%	5,4%
Patrimonio	23.991	24.341	22.366	21.613	22.613	22.026	23.881	24.593	25.606	28.271	28.715
ROE %	-1,6%	-1,3%	-2,6%	-2,5%	4,6%	4,7%	4,9%	7,9%	8,7%	9,7%	8,2%
Margen neto (%): utilidad neta / ingresos totales. Margen EBITDA (%): EBITDA / ingresos totales. ROA (%): utilidad neta / activos. ROE (%): utilidad neta / patrimonio.											
Fuente: elaboración propia, a partir del informe sectorial sobre la evolución de la distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia 1998-2010 (Ministerio de Minas y Energía, UPME y ASOCODIS, 2011).											

Se evidencia el cambio drástico en los indicadores a partir de los años 2003 y 2004, luego de que entraran en vigencia los cambios incluidos en la Resolución CREG 082 de 2002, que se mantuvieron en la Resolución CREG 119 de 2007. Las empresas alcanzaron unos indicadores financieros envidiables para cualquier industria.

Como la única empresa de transmisión en la práctica, Interconexión Eléctrica S. A. (ISA) presenta en la tabla 2 estados financieros iguales o mejores a los distribuidores (Superintendencia de Servicios Públicos, 2013).

**Tabla 2**

**Resultados financieros de Interconexión Eléctrica S. A. E. S. P. - ISA**  
**en miles de millones de COP\$ constantes de diciembre de 2010**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ingresos totales	816	802	832	910	929	864	817	818	897	907	891
Utilidad neta	126	117	31	113	184	216	322	287	223	208	336
Margen neto (%)	15,4%	14,6%	3,7%	12,4%	19,8%	25,0%	39,5%	35,1%	24,8%	22,9%	37,7%
Activos	6.283	5.938	6.205	5.973	5.843	4.693	5.077	4.864	5.456	5.881	5.377
ROA (%)	2,0%	2,0%	0,5%	1,9%	3,1%	4,6%	6,3%	5,9%	4,1%	3,5%	6,2%
Patrimonio	3.165	3.167	3.402	3.318	3.485	2.761	2.426	2.956	3.513	4.012	3.591
ROE (%)	4,0%	3,7%	0,9%	3,4%	5,3%	7,8%	13,3%	9,7%	6,3%	5,2%	9,4%
Margen neto (%): utilidad neta / ingresos totales.											
ROA (%): utilidad neta / activos.											
ROE (%): utilidad neta / patrimonio.											
Fuente: elaboración propia, a partir de la consulta en línea de información financiera del sistema único de información de servicios públicos (SUI). (Superintendencia de Servicios Públicos, 2013).											

La mayor empresa de servicios públicos del país, las Empresas Públicas de Medellín (EPM), que conserva su estatus de integración vertical y horizontal, también se precia de presentar excelentes indicadores financieros como se presenta en la tabla 3 (Superintendencia de Servicios Públicos, 2013).

**Tabla 3**

**Resultados financieros de Empresas Públicas de Medellín E. S. P. - EPM**  
**en miles de millones de COP\$ constantes de diciembre de 2010**  
(Incluye los negocios de generación, transmisión, distribución y comercialización)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ingresos totales	1.536	1.649	1.923	2.147	2.376	2.382	2.417	2.718	3.059	3.538	3.579
Utilidad neta	348	508	190	465	604	794	839	1.034	1.068	1.426	1.123
Margen neto (%)	22,7%	30,8%	9,9%	21,7%	25,4%	33,3%	34,7%	38,1%	34,9%	40,3%	31,4%
Activos	10.540	10.254	10.307	10.620	11.084	11.484	13.366	14.274	15.331	19.932	21.373
ROA %	3,3%	5,0%	1,8%	4,4%	5,4%	6,9%	6,3%	7,2%	7,0%	7,2%	5,3%
Patrimonio	7.054	7.874	7.843	8.024	8.645	9.183	11.025	11.533	12.604	14.940	15.157
ROE %	4,9%	6,4%	2,4%	5,8%	7,0%	8,6%	7,6%	9,0%	8,5%	9,5%	7,4%
Margen neto (%): utilidad neta / ingresos totales.											
ROA (%): utilidad neta / activos.											
ROE (%): utilidad neta / patrimonio.											
Fuente: elaboración propia, a partir de la consulta en línea de información financiera del sistema único de información de servicios públicos (SUI). (Superintendencia de Servicios Públicos, 2013).											

Resultados no menos atractivos exhiben dos de las mayores empresas generadoras del país: EMGESA en la tabla 4 e ISAGEN en la tabla 5 (Superintendencia de Servicios Públicos, 2013).

**Tabla 4**

<b>Resultados financieros de EMGESA S. A. E. S. P.</b> <b>en miles de millones de COP\$ constantes de diciembre de 2010</b> (Incluye los negocios de generación, transmisión y comercialización)											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ingresos totales	1.002	1.178	1.163	1.453	1.553	1.467	1.452	1.503	1.590	1.990	1.887
Utilidad neta	715	164	-110	450	538	439	372	459	478	556	572
Margen neto (%)	71,4%	13,9%	-9,5%	31,0%	34,7%	29,9%	25,6%	30,6%	30,1%	27,9%	30,3%
Activos	11.727	12.051	10.996	11.706	11.475	11.063	10.584	8.573	8.470	8.443	7.781
ROA %	6,1%	1,4%	-1,0%	3,8%	4,7%	4,0%	3,5%	5,4%	5,6%	6,6%	7,4%
Patrimonio	9.455	9.218	7.926	8.504	8.753	8.588	8.263	6.398	6.072	6.131	5.133
ROE %	7,6%	1,8%	-1,4%	5,3%	6,2%	5,1%	4,5%	7,2%	7,9%	9,1%	11,1%
Margen neto (%): utilidad neta / ingresos totales. ROA (%): utilidad neta / activos. ROE (%): utilidad neta / patrimonio.											
Fuente: elaboración propia, a partir de la consulta en línea de información financiera del sistema único de información de servicios públicos (SUI). (Superintendencia de Servicios Públicos, 2013).											

**Tabla 5**

<b>Resultados financieros de ISAGEN S. A. E. S. P.</b> <b>en miles de millones de COP\$ constantes de diciembre de 2010</b> (Incluye los negocios de generación y comercialización)											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ingresos totales	653	714	791	995	1.031	1.125	1.029	1.167	1.215	1.399	1.424
Utilidad neta	8	162	51	174	221	147	200	231	243	383	410
Margen neto (%)	1,2%	22,8%	6,5%	17,5%	21,5%	13,0%	19,4%	19,8%	20,0%	27,4%	28,8%
Activos	5.115	5.093	5.485	5.171	4.841	4.647	4.422	4.514	4.358	5.080	5.487
ROA %	0,2%	3,2%	0,9%	3,4%	4,6%	3,2%	4,5%	5,1%	5,6%	7,5%	7,5%
Patrimonio	2.953	3.048	3.197	3.177	3.185	3.168	3.271	3.434	3.264	3.435	3.179
ROE %	0,3%	5,3%	1,6%	5,5%	6,9%	4,6%	6,1%	6,7%	7,4%	11,1%	12,9%
Margen neto (%): utilidad neta / ingresos totales. ROA (%): utilidad neta / activos. ROE (%): utilidad neta / patrimonio.											
Fuente: elaboración propia, a partir de la consulta en línea de información financiera del sistema único de información de servicios públicos (SUI). (Superintendencia de Servicios Públicos, 2013).											

Puede afirmarse, entonces, que el sector de la energía eléctrica, cualquiera que sea el actor, tiene las condiciones para ser un negocio muy rentable, gracias a una regulación que, desde los años 2002 y 2003, garantiza que esto sea así.

El denominado “Informe Sobre la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en Colombia” (Ministerio de Minas y Energía, UPME y ASOCODIS, 2011) indica, por un lado, que el 58% de las empresas de distribución y comercialización son de capital mixto, 22% privadas y 13% oficiales y, por otro, que el 46% del control accionario es privado, 38% es oficial y 17% es mixto. La imagen es la de un sector altamente privatizado; pero, al revisar la participación accionaria que conserva el Estado en las empresas, se concluye que al menos el 78% del patrimonio es de propiedad estatal y que las decisiones de regulación que permiten estos resultados económicos tan sobresalientes pueden estar influenciados por el interés estatal de generar ingresos a partir de sus empresas. Esto también se cumple en la transmisión de energía eléctrica, ya que, aunque ISA ha privatizado parte de su propiedad, continúa siendo en un 51,41% de propiedad de la Nación; 10,17%, de EPM; 5,32%, de Ecopetrol; 1,67%, de la EEB, y 31,44%, de accionistas privados.

En generación también se cumple el mismo patrón. Los mayores generadores, con el 68% de capacidad de energía firme, conservan una importante participación estatal: Emgesa (51,51% de la EEB, que a su vez es 76,28% de Bogotá D. C. y 6,87% de Ecopetrol), EPM + CHEC (100% del Municipio de Medellín), GECELCA (100% de la Nación) e Isagen (57,66% de la Nación y 12,95% de EPM).

Por otro lado, es interesante comparar los indicadores del sector eléctrico con otros sectores. La Superintendencia de Sociedades suministra información que permite calcular estos indicadores en empresas en el sector real de la economía (Superintendencia de Sociedades, 2013), entre los años 2008 y 2011, con los siguientes resultados (tablas 6, 7 y 8).

**Tabla 6**

**Resumen por Supersociedades de los resultados financieros de sectores reales de la economía entre 2008 y 2011  
en miles de millones de COP\$ constantes de diciembre de 2010**

	Sector agropecuario				Sector comercio				Sector construcción			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Ingresos operativos	9.897	9.959	9.462	10.828	166.993	137.456	128.250	161.245	35.199	23.120	24.997	30.246
Utilidad neta	181	146	88	177	3.039	2.761	3.439	3.849	1.498	1.230	1.417	1.615
Margen neto %	1,8%	1,5%	0,9%	1,6%	1,8%	2,0%	2,7%	2,4%	4,3%	5,3%	5,7%	5,3%
Activos	14.542	17.769	18.294	20.886	80.277	80.410	77.643	97.401	39.653	40.178	35.512	43.179
ROA %	1,2%	0,8%	0,5%	0,8%	3,8%	3,4%	4,4%	4,0%	3,8%	3,1%	4,0%	3,7%
Patrimonio	9.326	11.874	11.731	13.191	32.304	33.595	32.648	40.940	15.516	12.992	13.556	16.432
ROE %	1,9%	1,2%	0,8%	1,3%	9,4%	8,2%	10,5%	9,4%	9,7%	9,5%	10,5%	9,8%
Margen neto (%): utilidad neta / ingresos operativos. ROA (%): utilidad neta / activos. ROE (%): utilidad neta / patrimonio.												
Fuente: elaboración propia, a partir de la consulta en línea del sistema de información y riesgo empresarial (SIREM). (Superintendencia de Sociedades, 2013).												

**Tabla 7**

**Resumen por Supersociedades de los resultados financieros de sectores reales de la economía entre 2008 y 2011  
en miles de millones de COP\$ constantes de diciembre de 2010**

	Sector manufacturero				Sector minería				Sector servicios			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Ingresos operativos	113.583	99.357	101.548	118.141	38.159	52.746	41.672	60.420	45.998	45.822	41.688	53.148
Utilidad neta	4.367	3.747	3.877	4.402	7.311	5.179	4.310	7.184	3.914	4.822	5.257	7.766
Margen neto %	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	19,2%	9,8%	10,3%	11,9%	8,5%	10,5%	12,6%	14,6%
Activos	113.912	107.397	109.636	121.773	38.577	66.100	45.696	61.275	130.796	136.958	150.458	184.559
ROA %	3,8%	3,5%	3,5%	3,6%	19,0%	7,8%	9,4%	11,7%	3,0%	3,5%	3,5%	4,2%
Patrimonio	64.084	60.687	62.342	68.460	23.907	41.401	27.652	34.206	100.262	103.345	118.909	140.378
ROE %	6,8%	6,2%	6,2%	6,4%	30,6%	12,5%	15,6%	21,0%	3,9%	4,7%	4,4%	5,5%
Margen neto (%): utilidad neta / ingresos operativos. ROA (%): utilidad neta / activos. ROE (%): utilidad neta / patrimonio.												
Fuente: elaboración propia, a partir de la consulta en línea del sistema de información y riesgo empresarial (SIREM). (Superintendencia de Sociedades, 2013).												

**Tabla 8**

**Resumen por Supersociedades de los resultados financieros de sectores reales de la economía entre 2008 y 2011  
en miles de millones de COP\$ constantes de diciembre de 2010**

	Sector transporte				Todos los sectores			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Ingresos operativos	1.838	1.944	1.867	2.753	411.668	370.404	349.483	436.781
Utilidad neta	67	32	-26	1.197	20.376	17.917	18.363	26.190
Margen neto %	3,6%	1,6%	-1,4%	43,5%	4,9%	4,8%	5,3%	6,0%
Activos	5.262	5.357	6.466	11.435	423.019	454.169	443.705	540.507
ROA %	1,3%	0,6%	-0,4%	10,5%	4,8%	3,9%	4,1%	4,8%
Patrimonio	4.279	3.564	2.804	7.119	249.678	267.458	269.642	320.727
ROE %	1,6%	0,9%	-0,9%	16,8%	8,2%	6,7%	6,8%	8,2%

Margen neto (%): utilidad neta / ingresos operativos.

ROA (%): utilidad neta / activos.

ROE (%): utilidad neta / patrimonio.

Fuente: elaboración propia, a partir de la consulta en línea del sistema de información y riesgo empresarial (SIREM). (Superintendencia de Sociedades, 2013).

El margen neto de las empresas del sector eléctrico (entre 16,16% y 35,5%) es marcadamente superior a cualquier otro sector real de la economía, comparando el promedio de los años 2008, 2009 y 2010 (5,37% para el conjunto). En el sector real hay márgenes extremadamente bajos, como el del sector agropecuario (1,33%), el del comercio (2,37%) y el de la manufactura (3,77%), y otros mucho mejores, como el del minero (10,67%) y el de servicios (12,57%). En el sector transporte, los resultados de una sola aerolínea de gran tamaño alcanzan a distorsionar el total en los años en que se realiza la comparación. Se debe considerar que, para industrias con uso intensivo de capital, la rentabilidad sobre ventas puede ser alta, sin que necesariamente signifique un rendimiento adecuado de los activos. Puede anotarse que el retorno sobre patrimonio (ROE) del sector eléctrico para los mismo años abarca entre el 6,97% y el 10,47% y no presenta una diferencia tan alta con en el sector real, en el cual el retorno total es de 7,23%, con un mínimo de 1,1% (agricultura) y un máximo de 16,37% (minero).

## **9 Las tarifas de Colombia ante otros países**

En el portal del Sistema Único de Información de Servicios Públicos (SUI) (Superintendencia de Servicios Públicos, 2013) se encuentra información administrativa, comercial, financiera y



técnica que periódicamente deben reportar los comercializadores (además deben publicar mensualmente las tarifas en un medio de comunicación impreso). Se presentan como ejemplo los datos reportados para diciembre de 2010, de los costos máximos aplicables en la tarifa al nivel de tensión 1 cuando se alimenta desde redes aéreas del nivel de tensión 2 de diferentes comercializadores (tabla 9). Esta es la tarifa residencial típica. Esta tabla no incluye la contribución del 20% que se aplica al sector residencial en los estratos 5 y 6, al comercial y a una parte del industrial. Tampoco considera la tarifa subsidiada a una porción del consumo residencial en los estratos 1 y 2.

**Tabla 9**

**Costos máximos regulados al nivel de tensión 1 conectado a redes aéreas de nivel de tensión 2 en diciembre de 2010**

Empresa	Costos en COP\$/ kWh							Costos con respecto a CUV promedio (COP\$ 334/kWh)						
	G	T	D	C	PR	R	Cuv	G	T	D	C	PR	R	Cuv
ELECTRICARIBE (Atlántico)	115	21	112	41	23	8	321	35%	6%	34%	12%	7%	2%	96%
ELECTRICARIBE (Caribe)	115	21	174	35	14	8	367	35%	6%	52%	11%	4%	2%	110%
EPM unificado Antioquia	123	21	112	39	21	7	323	37%	6%	34%	12%	6%	2%	97%
CODENSA Bogotá	119	21	101	32	15	7	294	36%	6%	30%	9%	5%	2%	88%
EMCALI Cali	136	21	81	28	27	7	300	41%	6%	24%	8%	8%	2%	90%
EPSA VALLE	116	21	166	53	23	7	386	35%	6%	50%	16%	7%	2%	116%
ESSA Santander	117	21	157	38	23	8	364	35%	6%	47%	11%	7%	2%	109%
CENS N Santander	117	21	111	46	23	7	325	35%	6%	33%	14%	7%	2%	97%
CHEC Caldas	106	21	176	50	22	7	382	32%	6%	53%	15%	6%	2%	115%
ENERTOLIMA Tolima	126	21	148	44	21	4	365	38%	6%	44%	13%	6%	1%	109%
EEC Cundinamarca	121	21	204	96	24	7	473	36%	6%	61%	29%	7%	2%	142%
EMSA Meta	126	21	119	40	25	7	339	38%	6%	36%	12%	8%	2%	102%
ELECTROHUILA Huila	125	21	168	57	25	7	403	37%	6%	50%	17%	7%	2%	121%
EBSA Boyacá	118	21	212	78	16	8	453	35%	6%	64%	23%	5%	2%	136%
CEDELCA Nariño	119	21	132	90	24	10	396	36%	6%	39%	27%	7%	3%	119%
EDEQ Quindío	122	21	171	49	24	7	396	37%	6%	51%	15%	7%	2%	119%
ENERCA Casanare	101	21	175	43	21	9	370	30%	6%	52%	13%	6%	3%	111%
<b>Promedio ponderado</b>	<b>120</b>	<b>21</b>	<b>124</b>	<b>41</b>	<b>20</b>	<b>7</b>	<b>334</b>	<b>36%</b>	<b>6%</b>	<b>37%</b>	<b>12%</b>	<b>6%</b>	<b>2%</b>	<b>100%</b>

G: costo de generación.

T: costo de transmisión.

D: costo de distribución.

C: costo de comercialización.

PR: costo de pérdidas.

R: costo de restricciones.

Cuv: costo unitario variable de prestación del servicio de energía eléctrica.

Fuente: elaboración propia, a partir de la consulta en línea de los costos máximos aplicables del sistema único de información de servicios públicos (SUI).  
(Superintendencia de Servicios Públicos, 2013)

En promedio, el costo de generación en Colombia representa un 36% de la tarifa; la transmisión, el 6%; la distribución, el 37%; la comercialización, el 12%; las pérdidas, el 6%, y las restricciones, el 2%. El costo máximo aplicable promedio residencial a diciembre de 2010

era COP\$ 334/kWh, equivalente a USD\$ 0,174/ kWh, a la tasa promedio de cambio de ese mes. Estos costos máximos son aplicables a todos los usuarios residenciales, comerciales e industriales.

Se llama la atención sobre la diferencia tan marcada en el cargo por distribución entre redes urbanas y rurales. Es evidente que ELECTRICARIBE, EPSA, CHEC, EEC y EBSA cobran una tarifa mucho más alta en zonas rurales. EPM unificó sus tarifas rurales y urbanas y registra un cargo intermedio. CODENSA y EMCALI son ejemplo de un relativo menor costo en áreas urbanas.

Para Latinoamérica, se encuentra información en los reportes sobre tarifas de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), con datos de 13 países (Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), 2010). El último informe descargable en la página web de la comisión es el publicado en enero de 2010 (con tarifas y tasa de cambio vigentes a esa fecha). Para años posteriores, se han publicado los resúmenes del reporte completo. Debe anotarse que por Colombia solo 8 empresas participaron en la encuesta del CIER, y arrojan una tarifa promedio de USD\$ 0,154/kWh. Hay diferencia con los datos reportados en el SUI, por diferencia de fechas y tasas de cambio, porque la muestra del CIER es más reducida y porque la tarifa efectivamente cobrada puede ser inferior al máximo autorizado.

La Oficina Estadística de la Unión Europea (Eurostat) incluye dentro de sus bases de datos las tarifas de energía para usuarios residenciales (Eurostat, 2013) y comerciales (Eurostat, 2013).

En Estados Unidos, la Administración de Información Energética (EIA) publica un reporte mensual del sector eléctrico, incluyendo las tarifas promedio por cliente final, para todo el país y por Estados (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2012).

La comparación de tarifas entre países adolece de dificultades técnicas. Los entornos económicos, geográficos y sociopolíticos de unos y otros son diversos. Empresas idénticas afrontan realidades en precios y costos distintos, de acuerdo con el país. También puede aludirse a la dificultad para seleccionar el tipo de cambio que se emplearía en el ejercicio, y hasta la fuente de información (Córdova Cayo & Cusato Novelli, 2006).

Cada país difiere en su estructura demográfica y su ingreso per cápita, en relación directa con el tamaño del mercado y el cubrimiento de los costos fijos. Los recursos naturales disponibles y la infraestructura influyen definitivamente en los precios. Igualmente, la extensión y la dificultad geográfica incrementan los costos de tendido de redes. Un país más densamente poblado y con territorio menos extenso será más rentable. También influye el marco regulatorio, la estructura del mercado los niveles de impuestos, los subsidios establecidos y los costos financieros y laborales. No son despreciables las diferencias en la capacidad de compra del dólar en distintos países (paridad del poder de compra, o PPP, *purchasing power parity*).

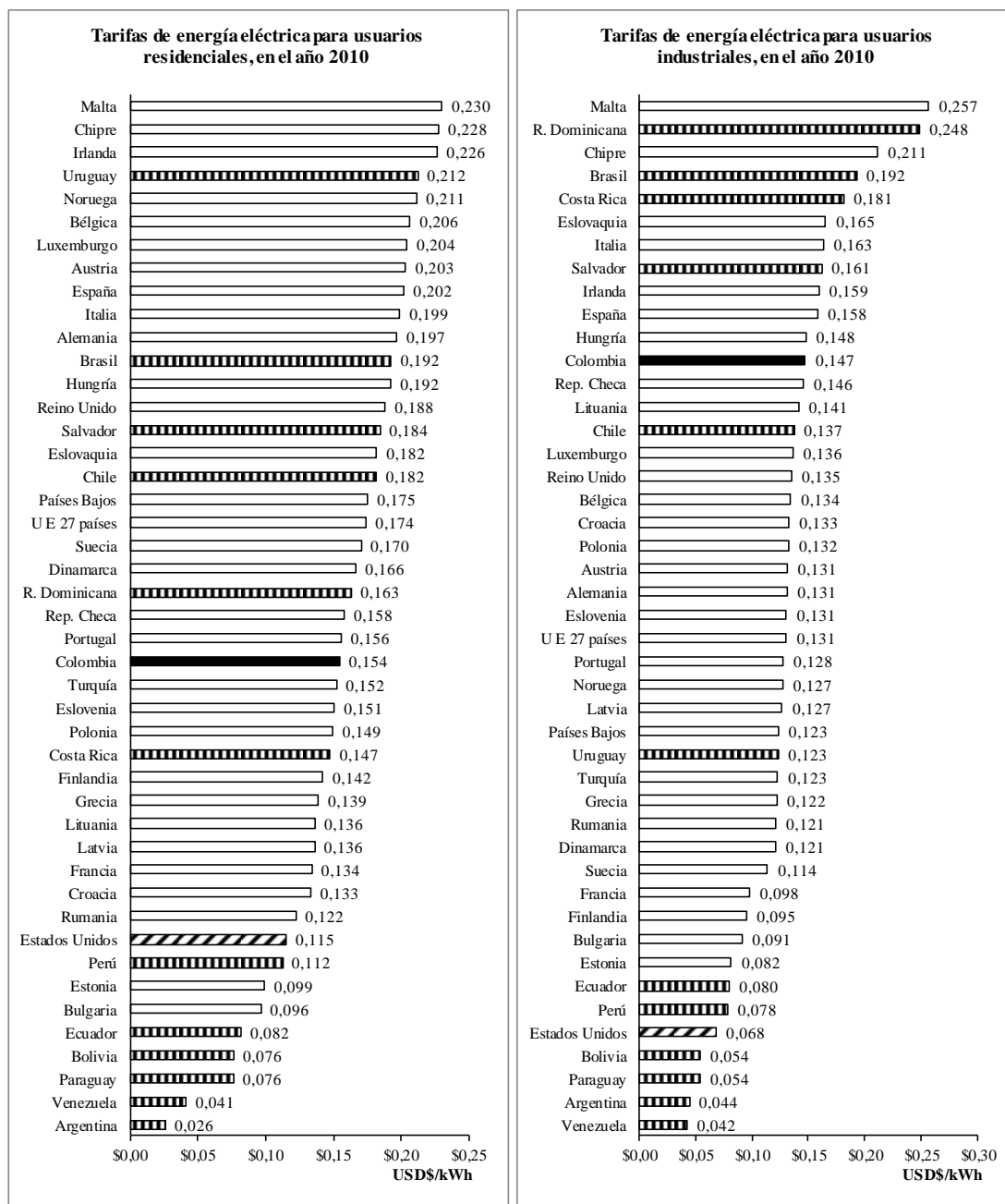
De las fuentes mencionadas previamente, se pueden presentar tarifas de energía eléctricas para el sector residencial y el industrial (tabla 10).

Para China, se encontraron en internet noticias informando el incremento de tarifas residenciales en 2011, que las situó en un rango entre USD\$ 0,0788/kWh y USD\$ 0,1428/kWh, según el nivel de consumo, y una tarifa industrial de USD\$ 0,0788/kWh. Las mismas fuentes mencionan costos de producción con generación a base de carbón, de USD\$ 0,1286/kWh, al referirse a la insostenibilidad de la industria eléctrica china, por la resistencia del Estado a entregar el control del sector como motor de crecimiento económico y bienestar social, y no permitir el establecimiento de precios de mercado, a pesar de sufrir períodos crónicos de escasez (China Daily, 2011).

En un país como Singapur, la tarifa en Octubre de 2008 era de USD\$ 0,245/kWh. De esta tarifa, el 62% era por combustible, 20% por operación y costo de capital de las plantas de generación, 16% para cubrir el mantenimiento y la inversión en la red de transporte y distribución, el 1% para facturación y 0,2% por administración del sistema. Por supuesto, Singapur es un país minúsculo, con una densidad muy alta de usuarios y una cultura de pago bastante particular (Energy Market Authority (Singapore), 2013).

En Australia, los costos de transmisión y distribución representan el 51% de la tarifa, los costos de generación, el 20%; la comercialización y los programas para eficiencia energética, otro 20%, y el costo de las emisiones de carbón, el 9%. La tarifa promedio residencial en 2011 estaba en USD\$ 0,255/kWh (Department of Resources, Energy and Tourism, 2013).

**Tabla 10**



Fuentes: Elaboración propia, a partir de la siguiente información:

Países latinoamericanos: Tarifas eléctricas en distribución (Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), 2010). Tabla usuarios residenciales: grupo Re (400 kWh/mes - BT) sin impuestos. Tabla usuarios industriales: grupo If (50 MWh/mes - MT) sin impuestos.

Países europeos: Electricity prices (Eurostat, 2013). Tabla grupo residencial Dc (2500 a 5000 kWh/año) sin impuestos. Tabla usuarios industriales Ic (500 a 2000 MWh/año) sin impuestos. Conversión de moneda a 1.45 USD\$/EUR\$.

Estados Unidos: EIA Electric Power Monthly November 2012 Tabla 5.3 (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2012). Precio promedio año 2010 por Usuario final (ingresos/ventas). Cobia grandes usuarios industriales.

En Nueva Zelanda, el costo de generación es el 36% de la tarifa; el de transmisión, el 8%; el de distribución, el 29%; el de comercialización, el 14%, y la medición, 2%. La tarifa residencial en 2011 era USD\$ 0,192/kWh (Contact Energy (New Zealand), 2013).

## **10 Conclusiones**

El Estado colombiano, como regulador, estructura las tarifas de electricidad, con tres metodologías diferentes. Para la generación, está prescrita la libre competencia. En transmisión, se aplica claramente el ingreso regulado. En distribución, es nominalmente de precios tope, pero a partir de cálculos propios del ingreso regulado, haciendo que sea, en realidad, bajo esta última metodología que se determine el cargo. En comercialización también se establecen precios tope para tarifas de usuarios regulados.

La coyuntura histórica en la que se modificó la legislación del sector eléctrico, los efectos económicos y políticos que acarrea fallar en el suministro continuo de energía y la realidad de que el Estado regulador es aún el accionista mayoritario en muchas empresas del sector siembra dudas sobre la eficiencia del sistema y sobre lo comprometidas que estén sus decisiones.

Si bien es cierto que se rompió en muchas zonas la trampa del mal servicio —a raíz de tarifas insuficientes— estructurando un sistema que brindara garantías a la financiación de las electrificadoras con necesidades evidentes de infraestructura, simultáneamente se brindaron ventajas financieras muy cómodas a las que ya estaban consolidadas lucrándose como si aún siguieran invirtiendo. A compañías como ISA y EPM no les queda entonces más remedio que conformar “grupos empresariales”, para salir a invertir sus excedentes en el exterior o en otros sectores, pues no alcanzan a transferirlos al gobierno nacional o al municipal. CODENSA se ha sometido a sucesivas descapitalizaciones, beneficiando al distrito capital y a sus accionistas privados con recursos muy significativos, buscando “maximizar su valor” y la “rentabilidad de los aportes de los accionistas”, y tomando claro partido ante el dilema entre seguir acrecentando el “patrimonio de la ciudadanía” o repartirlo entre los socios de la empresa. Posiblemente el Gobierno ha encontrado en las tarifas del sector eléctrico una forma de

recaudo que, junto a otras tasas (combustibles, movimientos financieros), se ha mostrado efectiva, pero no necesariamente eficaz en lo económico. Se ha predicado que las empresas eléctricas son instituciones que canalizan el “ahorro” y “sacrificio” de los ciudadanos, olvidando que fueron creadas para solucionar el problema del suministro confiable y económico de energía eléctrica, y no para incursionar en otros sectores.

Queda claro de este repaso que el insumo (*commodity*) “energía” representa una fracción del costo (el 36% en 2010) mucho menor que lo imaginado del “servicio de energía” y que las empresas de generación no pueden ser las únicas señaladas por los altos costos. El resto de la cadena está diseñada para garantizar un ingreso fijo a los inversionistas, que, incluso para el caso hipotético de una reducción marcada del consumo por los usuarios (por recesión económica, desplazamiento de la fuente de energía o mejora de eficiencia en procesos), el cargo unitario se ajustaría automáticamente al alza, para proteger el ingreso del inversionista ante esta variación desfavorable para sus intereses.

El cargo por distribución en 2010, por sí solo, representa el 37% de la tarifa, y el de transmisión, el 6%. El cargo por distribución es alto. Es irrefutable que se debe brindar acceso al servicio en extensas zonas rurales de baja densidad demográfica, y esto necesariamente debe reflejarse en las tarifas, como se evidencia por las variaciones tan significativas de este cargo entre empresas con predominio de suscriptores rurales y las de predominio de suscriptores urbanos. En Antioquia, se dio la unificación de tarifas de EPM y la antigua EADE, sin que se vislumbre claramente si fue respuesta a promesas políticas o una estrategia para financiar las inversiones necesarias en el área rural, con cargo a los suscriptores urbanos. Para justificar esta integración, se pueden citar los principios de igualdad y no discriminación en las tarifas y el de protección a los consumidores de bajos recursos como fines de las políticas de regulación.

No fue posible encontrar información específica sobre el estado de obsolescencia de las redes y los equipos en Colombia. En lo posible, se evita invertir en actualización de infraestructura, excepto si ya los niveles de pérdidas (técnicas y no técnicas) o las interrupciones son intolerables. Se puede aseverar que, con la remuneración de activos al precio de reposición,

todas las empresas tenderán a tener en servicio sus activos hasta el momento en que sea inevitable su sustitución. El beneficio que obtienen por operar redes antiguas nunca se trasladará al usuario, quien no se percatará de esta situación si no sufre interrupciones excesivas del servicio.

El cargo por pérdidas es igualmente alto, con un 6% de la tarifa. El nivel general de pérdidas está aún muy por encima de lo que podrían llegar a ser, y la percepción es que el regulador ha sido laxo para exigir mejoras en este punto. No se debe olvidar que en el costo de la infraestructura se pagó con los otros cargos, y que el cargo por pérdidas es para cubrir la energía que no se registra en los contadores de los suscriptores (nuevamente el insumo, o *commodity*). El cargo de 6% a la tarifa total por pérdidas equivale a incrementar en un 16% el costo de la generación. Si a las empresas no les interesa hacer un esfuerzo decidido para reducir las pérdidas de todo tipo, es porque muy posiblemente lo que reciben actualmente sobrepasa sus costos por este concepto.

La comercialización representa el 12% de la tarifa. Es también alto si se considera que la inversión de capital es baja y que se justifica en costos de facturación y riesgos de cartera. La revisión que se está haciendo de la regulación pretende introducir aún más factores a considerar en el cálculo es este cargo, garantizado que cualquier ineficiencia o no recaudo sea debidamente repartida entre los demás suscriptores.

Para terminar, queda el sabor de que la mayoría de las empresas del sector trabajan cómodamente gracias al monopolio y a la unidireccionalidad de la red. ¿Qué pasaría si enfrentaran una situación de desregulación y salto tecnológico similar a lo que está viviendo el sector de las telecomunicaciones? ¿Usarán su evidente poder de cabildeo (*lobby*) para continuar disfrutando de las ventajas del monopolio natural adjudicado a ellas, sin mucho esfuerzo, que les permite sobrevivir y prosperar? ¿Continuará el regulador siendo laxo y permitiendo que las normas de conserven las condiciones preexistentes si son favorables, y que incluya nuevas solo si hay beneficio adicional o cobertura de algún riesgo identificado? Colombia tiene un sector eléctrico al que se le garantizan recursos suficientes para prestar un servicio confiable aun en condiciones de ineficiencia administrativa. La mayor preocupación

es que se aproveche el exceso de recursos que las tarifas aportan, para rescatar empresas y proyectos en otros sectores, desdibujando el sentido de que se paga por el insumo adquirido con sus costos reales, y no con sobre costos impuestos por un monopolio.

## 11 Referencias

- Bortolussi, M. F. (2011). *El sector de distribución eléctrica. Evolución y fijación de tarifas en un mercado regulado: Retribución de la base de capital y sostenibilidad del servicio en el tiempo* (tesis de grado en licenciatura en economía). Buenos Aires: Universidad Nacional del Mar del Plata.
- China Daily (31 de mayo de 2011). *China hikes industrial power prices as shortages loom*. Obtenido de [http://www.chinadaily.com.cn/china/2011-05/31/content\\_12608583.htm](http://www.chinadaily.com.cn/china/2011-05/31/content_12608583.htm)
- Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) (2010). *Tarifas eléctricas en distribución - Enero 2010*. Obtenido de: <http://sg.cier.org.uy/CIER/Productos/Tarifario.nsf> (informes públicos).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1997). *Resolución 082*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1997). *Resolución 031*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2006). *Circular 036*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2007). *Resolución 119*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2008). *Resolución 097*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2008). *Resolución 093*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2008). *Resolución 083*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2009). *Resoluciones 100 a 124*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2009). *Resolución 011*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2010). *Resoluciones 104 a 112*. Bogotá.
- Contact Energy (New Zealand) (2013). *Electricity prices explained*. Obtenido de: [www.contactenergy.co.nz/web/findoutabout/chargesexplained?vert=fh](http://www.contactenergy.co.nz/web/findoutabout/chargesexplained?vert=fh)
- Córdova Cayo, D., y Cusato Novelli, A. (2006). Problemática de la comparación internacional de tarifas de servicios públicos. *Revista de Economía y Derecho*. UPC., 3(12), págs. 7-16.



- Department of Resources, Energy and Tourism (2013). *Fact sheet electricity prices*. Obtenido de: <http://www.ret.gov.au/Department/Documents/clean-energy-future/ELECTRICITY-PRICES-FACTSHEET.pdf>
- DiLorenzo, T. (1996). The myth of natural monopoly. *The Review of Austrian Economics*, 9(2) 2, págs. 43-58.
- Dussan, M. (1996). *Electric power sector reform in Latin America and the Caribbean*. Washington D.C.: Fondo Monetario Internacional.
- Economides, N. (1996). The economics of networks. *International Journal of Industrial Organization*, 14, págs. 673-699.
- Energy Market Authority (Singapore) (2013). *How is your electricity tariff determined?* Obtenido de: [http://www.ema.gov.sg/attachments/Consultation/20081031095353\\_6468\\_Electricity\\_Tariff.pdf](http://www.ema.gov.sg/attachments/Consultation/20081031095353_6468_Electricity_Tariff.pdf)
- Eurostat (2013). *Electricity prices for domestic consumers, from 2007 onwards*. Obtenido de: [http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_pc\\_204&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204&lang=en)
- Eurostat (2013). *Electricity prices for industrial consumers, from 2007 onwards*. Obtenido de: [http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_pc\\_205&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205&lang=en)
- Künneke, R. W. (1999). Electricity Networks: how "natural" is the monopoly? *Utilities Policy*, 8, págs. 99-108.
- Liston, C. (1993). Price-cap versus Rate-of-return regulation. *Journal of Regulatory Economics*, 5, págs. 25-48.
- López, G. (2009). *Teoría económica para el análisis de mercados eléctricos* (manuscrito sin publicar). Medellín.
- Ministerio de Minas y Energía, UPME y ASOCODIS (2011). *Informe sectorial sobre la evolución de la comercialización de la energía eléctrica en Colombia. Balance de sucesos y estadísticas 1998-2010*. Bogotá.
- Nagayama, H. (2009). Electric power sector reform liberalization models and electric power prices in developing countries. *Energy Economics*, 31, págs. 463-472.

- Pérez-Arriaga, I. J., y Smeers, Y. (2003). Guidelines on tariff settings. En: F. Lévêque (Ed.), *Transport pricing of electricity networks* (págs. 175-204). Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers.
- Pombo, C. (2001). Regulatory reform in Colombia's electric utilities. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 41, págs. 683-711.
- Real Academia Española (2002). *Diccionario de la lengua española*. Madrid: Espasa Calpe.
- Senado de la República (1994). *Ley 143*. Bogotá.
- Senado de la República (1994). *Ley 142*. Bogotá.
- Superintendencia de Servicios Públicos (2013). *Sistema único de información de servicios públicos (SUI)*. Obtenido de:  
[http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele\\_com\\_102](http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_102)
- Superintendencia de Sociedades (2013). *Sistema de información y riesgo empresarial (SIREM)*. Obtenido de: <http://sirem.supersociedades.gov.co/Sirem2/>
- U.S. Energy Information Administration (EIA) (2012). *Electric Power Monthly with Data for September 2012*. Obtenido de:  
[http://www.eia.gov/electricity/monthly/current\\_year/november2012.pdf](http://www.eia.gov/electricity/monthly/current_year/november2012.pdf)
- Varian, H. R. (2010). *Intermediate microeconomics*. New York: W.W. Norton & Company.
- World Bank (2012). *Electric power transmission and distribution losses (% of output)*. Obtenido de: <http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS>